

## **RESUMEN**

El proyecto consiste en estudiar la viabilidad económica de implantar una unidad de digestión anaerobia alimentada con residuos resultantes de la actividad de producción de una empresa elaboradora de productos lácteos, siendo estos residuos productos fabricados no comercializables y fangos procedentes de un proceso de tratamiento de aguas residuales.

Se estudia la gestión actual de dichos residuos en el territorio español y se proponen tres posibles variantes, diferenciándose entre sí por el tipo y cantidad de residuos a introducir en el digestor anaerobio. En cada caso se cuantifica la generación de energía térmica y/o eléctrica producida mediante el tratamiento del metano resultante del proceso de digestión anaerobia.

Se analizan los tres escenarios desde un punto de vista económico y de reducción de emisiones de dióxido de carbono, resolviéndose así la viabilidad o no de implantar alguna de las modificaciones propuestas.

Como resultado del estudio se indica cuál es el escenario más favorable y se proponen siguientes pasos a seguir y decisiones a tomar antes de ejecutar el proyecto a escala industrial.



## SUMARIO

RESUMEN .....	1
SUMARIO .....	3
1. GLOSARIO .....	7
2. NORMATIVA APLICABLE .....	9
3. PREFACIO.....	11
3.1. Antecedentes y origen del proyecto .....	11
3.2. Objetivos .....	12
3.2.1. Finalidad .....	12
3.2.2. Propósito .....	12
3.2.3. Alcance .....	12
4. INTRODUCCIÓN .....	15
4.1. Distribución puntos logísticos en territorio peninsular .....	15
4.2. Estaciones depuradoras de aguas residuales en territorio peninsular .....	16
5. LOS RESIDUOS .....	19
5.1. Lodos .....	19
5.1.1. Cantidades y gestión lodos.....	20
5.1.2. Análisis lodos .....	21
5.2. Pérdidas de producto terminado .....	22
5.2.1. Gestión PPT .....	23
5.2.2. Análisis PPT.....	24
6. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA.....	27
6.1. Descripción instalaciones de depuración .....	27
6.1.1. Desbaste de gruesos y bombeo de agua.....	27
6.1.2. Homogenización.....	27
6.1.3. Rototamiz .....	28
6.1.4. Tratamiento físico-químico: Flotación .....	28
6.1.5. Tratamiento biológico .....	29
6.1.6. Decantación secundaria .....	30
6.1.7. Espesador de fangos.....	30
6.1.8. Decantador centrífugo .....	31

6.2.	Balance de materia.....	32
7.	PRINCIPIOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA .....	33
7.1.	Parámetros influyentes en la digestión anaerobia.....	36
7.1.1.	pH.....	36
7.1.2.	Temperatura.....	37
7.1.3.	Tiempo de retención de sólidos .....	37
7.1.4.	Nitrógeno y fósforo .....	37
7.2.	Biogás.....	38
8.	ALTERNATIVAS DE DEPURACIÓN.....	41
8.1.	Alternativa 1 .....	42
8.2.	Alternativa 2 .....	46
8.3.	Alternativa 3 .....	49
9.	IMPACTO EN LA EDAR DE ALDAYA .....	53
9.1.	Modificación de la fase biológica .....	53
9.2.	Impacto en el consumo de oxígeno y electricidad .....	55
9.3.	Impacto en la producción de fangos biológicos .....	56
9.4.	Diseño de equipos principales.....	57
10.	NECESIDAD Y GENERACIÓN DE ENERGÍA .....	59
10.1.	Necesidades energéticas actuales de la planta de Aldaya .....	59
10.1.1.	Electricidad .....	59
10.1.2.	Calor.....	60
10.2.	Caldera: Generación de calor .....	60
10.3.	Cogeneración: Generación de calor y electricidad.....	61
10.3.1.	Electricidad utilizada en la fábrica de Aldaya .....	62
10.3.2.	Electricidad vendida .....	63
11.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	65
11.1.	Costes de inversión.....	65
11.1.1.	Unidad de digestión anaerobia .....	65
11.1.2.	Modificaciones de la EDAR .....	66
11.1.3.	Premisas técnicas .....	66
11.1.4.	Otros costes .....	66
11.1.5.	Centrifugadoras .....	66
11.2.	Costes operacionales y ahorros.....	67

11.2.1.	Costes operacionales nuevos – Unidad de digestión anaerobia.....	68
11.2.2.	Costes operacionales nuevos – Costes extras en la EDAR de Aldaya .....	68
11.2.3.	Costes operacionales nuevos – Costes extras de transporte.....	69
11.2.4.	Ahorro de costes – Gestión de fangos y PPTs .....	69
11.2.5.	Ahorro de costes – Ahorro de energía .....	69
11.3.	Balance financiero .....	73
11.3.1.	Balance financiero A.....	73
11.3.2.	Balance financiero B.....	74
11.3.3.	Balance financiero C.....	75
11.3.4.	Balance financiero D.....	79
12.	PRESUPUESTO .....	85
13.	ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL.....	87
13.1.	Consumo eléctrico.....	87
13.2.	Ahorro energético utilizando biogás en caldera .....	87
13.3.	Ahorro energético utilizando biogás en unidad cogeneración .....	88
13.4.	Transporte .....	89
13.4.1.	Transporte de las PPT de todas las fábricas a la EDAR de Aldaya.....	89
13.4.2.	Transporte del fango físico-químico de las distintas fábricas a la EDAR de Aldaya .....	89
13.4.3.	Transporte del fango resultante del proceso de digestión anaerobia en la EDAR de Aldaya	89
13.5.	Consumo químico.....	90
13.6.	Compostaje de fangos.....	90
14.	SÍNTESIS Y CONCLUSIONES.....	93
14.1.	Síntesis.....	93
14.2.	Conclusiones.....	97
	AGRADECIMIENTOS.....	99
	BIBLIOGRAFÍA.....	101



## 1. GLOSARIO

<b>EDAR</b>	Estación Depuradora de Aguas Residuales
<b>CIP</b>	Cleaning in Place
<b>PPT</b>	Pérdidas de Producto Terminado
<b>DQO</b>	Demanda Química de Oxígeno
<b>SS</b>	Sólidos en Suspensión
<b>TSS</b>	Total de Sólidos en Suspensión
<b>MBBR</b>	Moving Bed Biofilm Reactor
<b>MLVSS</b>	Sólidos en Suspensión Volátiles en Materia Líquida
<b>Ratio F/M</b>	Food to Microorganisms Ratio
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure (Inversión en Bienes Capítales)
<b>ROI</b>	Return on Investment (Retorno de Inversión)
<b>OPEX</b>	Operating Expense (Gastos Operacionales)





## **2. NORMATIVA APLICABLE**

La normativa que le es de aplicación a la actividad objeto de este proyecto Estudio de Viabilidad Económica de una Unidad de Digestión Anaerobia de Residuos de una Empresa de Productos Lácteos es la legislación vigente en el año 2010, y en particular, la siguiente normativa:

- Real Decreto 661/2007, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.



### **3. PREFACIO**

La presente memoria del proyecto se ha realizado en colaboración con la empresa DANONE S.A. durante unas prácticas empresariales que he tenido la oportunidad de realizar.

La Compañía a estudiar es una de las diez primeras multinacionales elaboradoras de productos lácteos mundial y líder en la industria de la alimentación. La Compañía DANONE S.A. está integrada en el Grupo DANONE, una corporación compuesta por dos tipos de productos: productos lácteos frescos y aguas embotelladas.

En cuanto a productos lácteos se refiere, la Compañía posee 65 plantas industriales en el mundo, de las cuales 5 están situadas en territorio peninsular español. Este proyecto se centra en la actividad de éstas últimas.

#### **3.1. Antecedentes y origen del proyecto**

DANONE S.A. incluye en su visión empresarial el ser una empresa responsable con el entorno y realizar su actividad con el mayor respeto al medio ambiente, destinando muchos recursos a la conversión del entorno. Es por ello que se preocupa por gestionar sus residuos de la manera más eficiente.

La Compañía gestiona desde hace años con éxito los residuos de sus fábricas. Sin embargo la empresa exige cada vez más en cuanto a respeto al medio ambiente. Entre sus objetivos más ambiciosos se encuentra el reducir significativamente el impacto ambiental de la actividad desarrollada por la empresa y sus productos, reduciendo la huella de CO<sub>2</sub> y el consumo de recursos naturales. Para ello se decidió analizar todas las actividades desarrolladas por la Compañía y estudiar posibles modificaciones que supusieran una reducción de la contaminación a la atmósfera.

Entre las actividades a analizar se encuentra la gestión de los residuos generados a partir de la actividad industrial desarrollada por la Compañía en el territorio peninsular. Se pretende, por lo tanto, con este estudio proponer y analizar alternativas a la gestión actual de dichos residuos con el fin de optimizar la gestión conllevando ahorros económicos y aportar a la reducción de la huella de CO<sub>2</sub>.

## 3.2. Objetivos

Con el fin de alcanzar el objetivo de reducir significativamente el impacto ambiental por parte de la empresa, se ha analizado la actual gestión de los residuos resultantes de la actividad desarrollada por la Compañía en territorio peninsular español. Se pretende estudiar posibles modificaciones y mejoras que supongan una reducción significativa de emisiones a la atmósfera y un ahorro económico para la empresa.

### 3.2.1. Finalidad

Con el fin de contribuir a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por parte de la Compañía, se ha estudiado la optimización de la gestión de residuos siempre y cuando sea económicamente viable.

Para ello se ha realizado un análisis de la actual gestión de residuos en las fábricas y centros logísticos de DANONE S.A. en España, así como su actual tratamiento en las estaciones depuradoras propiedad de la Compañía. A partir de este análisis, se han identificado aquellos puntos en los que se podía plantear mejoras de gestión. A continuación se han determinado posibles mejoras que supondrían una reducción en emisiones contaminantes, y propuesto diversas opciones a analizar y comparar.

### 3.2.2. Propósito

Desde el año 2005 la empresa dispone del sistema de gestión medioambiental ISO 14001. Sin embargo, se ha establecido el ambicioso objetivo de reducir en cuatro años las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 30%. Para ello se han puesto en marcha diversos estudios en todo el Grupo DANONE, entre ellos este proyecto.

Con el fin de cubrir la finalidad antes reseñada, este proyecto pretende hacer el diseño de una planta de digestión anaerobia de residuos orgánicos de Danone. Por lo tanto, el propósito de este estudio es la de contribuir al logro de dicha meta buscando, además, un ahorro económico para la empresa a raíz de una optimización en la gestión de los residuos.

### 3.2.3. Alcance

Se analiza en este estudio la gestión y tratamiento de dos de los residuos generados en el territorio peninsular español como resultado de la actividad industrial. Éstos son los fangos y



productos ya envasados no aptos para su comercialización. El alcance del estudio de optimización incluye un análisis de alternativas al tratamiento de dichos residuos y su transporte. El estudio, por lo tanto, se limita a estudiar la digestión anaerobia de los dos tipos de residuos de Danone mencionados.

Los análisis químicos de los residuos, los cálculos de producto resultante del proceso de digestión anaerobia y depuración así como datos para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub>, han sido aportados por la empresa Eau & Industrie. Esta empresa ha sido subcontratada por Danone S.A. con el fin de aportar su experiencia en el sector de tratamiento de aguas residuales aportando al estudio sus conocimientos y cálculos de las áreas más técnicas del proyecto. En todo caso, para la finalidad del proyecto se han utilizado datos reales de residuos de los años 2010 y 2011.

El proyecto, por lo tanto, incluye una descripción técnica y económica de las alternativas propuestas a la actual gestión de residuos, profundizando en el estudio y análisis de económicas de las mismas.



## 4. INTRODUCCIÓN

Antes de plantear las propuestas de mejora de la gestión actual de residuos, es necesario conocer cuáles son los residuos objeto de estudio y la forma en que se gestionan actualmente. En primer lugar, y con el fin de conocer la logística de gestión y tratamiento de los residuos actual, se incluye a continuación una descripción de la distribución de los puntos logísticos claves a tener en cuenta al estudiar la gestión actual así como de las EDAR<sup>1</sup> propiedad de la Compañía y que serán objeto de estudio en este proyecto.

### 4.1. Distribución puntos logísticos en territorio peninsular

A continuación se presenta la distribución de aquellos puntos importantes en la red de gestión de los residuos. La Compañía basa su actividad industrial en la elaboración de productos lácteos. Posee 65 plantas industriales en el mundo, de las cuales 5 están situadas en territorio peninsular español. Este proyecto se centra en la actividad de éstas, que están situadas en:

- Salas, *Asturias*
- Tres Cantos, *Madrid*
- Parets del Vallés, *Cataluña*
- Aldaya, *Valencia*
- Sevilla, *Andalucía*

Sin embargo, a la hora de estudiar la gestión de los residuos, también es importante conocer dónde están ubicados los operadores logísticos en el territorio peninsular español. Existen ocho bases logísticas situadas en:

- Vigo, *Galicia*
- Oviedo, *Asturias*
- Getafe, *Madrid*
- Pamplona, *Aragón*
- Sant Cugat, *Cataluña*
- Aldaya, *Valencia*
- Sevilla, *Andalucía*
- Málaga, *Andalucía*

---

<sup>1</sup> EDAR: Estación Depuradora de Aguas Residuales

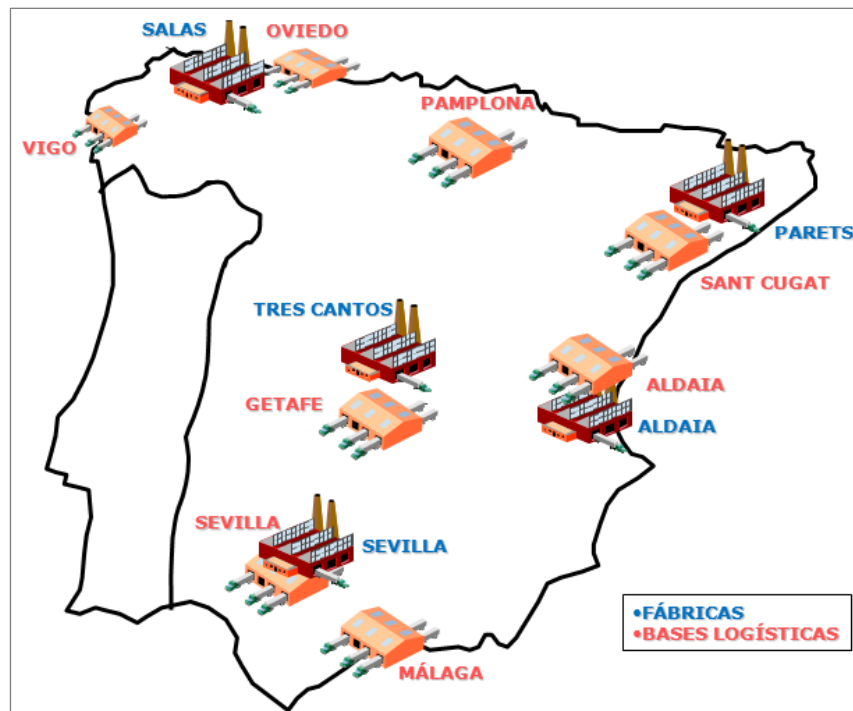


Figura 4.1 Distribución fábricas y operadores logísticos

#### 4.2. Estaciones depuradoras de aguas residuales en territorio peninsular

También muy importante a tener en cuenta para la comprensión de la gestión de los residuos es la ubicación de las EDAR. En cada planta industrial, se generan aguas residuales resultado de su actividad industrial. Para tratarlas, cada planta industrial incluye una EDAR dentro de su recinto, anexa al edificio de producción. Por lo tanto, existen 5 EDAR en territorio peninsular español. Este proyecto se centra en la actividad de éstas, que están situadas en:

- Salas, Asturias
- Tres Cantos, Madrid
- Parets del Vallés, Cataluña
- Aldaya, Valencia
- Sevilla, Andalucía



En concreto, este proyecto se centra en el estudio de una de estas EDAR, la de Aldaya (Valencia), pues el proyecto propone centralizar en esta EDAR la gestión de los residuos e implementar anexo a ella un digestor anaerobio. Esto se decide así debido a tres principales factores. En primer lugar, es la última fábrica construida y por lo tanto su instalación de depuración se considera la más actual y moderna. En segundo lugar, es la única fábrica ubicada en un emplazamiento con espacio suficiente para seguir edificando y por lo tanto construir cualquier anexo necesario a la estación actual. Por último, su situación geográfica la posiciona como fábrica preferible para transportar los residuos, después de la ubicada en Madrid, la cual no es posible modificar en cuanto a construcción se refiere. Se incluye una descripción en profundidad de la EDAR en Aldaya en el capítulo 6. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA.



## 5. LOS RESIDUOS

Toda actividad industrial implica la generación de residuos. En el caso de DANONE S.A. se generan muchos y diversos residuos. El estudio a continuación se centra en dos de todos ellos, ya que son residuos con un potencial interesante de estudiar y analizar en cuanto a posible revalorización energética y ahorro económico en caso de ser modificada su actual gestión.

Dichos residuos son:

- Lodos
- Productos ya envasados no aptos para su comercialización

### 5.1. Lodos

Los lodos, también denominados fangos, son resultado de la depuración de aguas residuales. Se denomina aguas residuales a todo aquello que es evacuado de la fábrica por la red de saneamiento y tiene como destino la depuradora. Están formadas por:

- Pérdidas de producto por operativa normal de fábrica, el cual puede contener cualquier ingrediente que forme parte de un yogur. Pueden suceder durante la interfase o cuando se purgan las máquinas envasadoras.
- Pérdidas de producto por fallos en la operativa de la fábrica. Pueden deberse a un accidente, a una válvula funcionando incorrectamente, etc.
- Agua y restos de productos no recuperables durante el proceso de limpieza CIP<sup>2</sup> de tuberías, tanques, etc.
- Aguas sanitarias de la fábrica.
- Agua y restos de leche desechados durante el lavado de cubas de leche.
- Agua utilizada y producto desechado en el laboratorio de análisis.
- Producto en el suelo arrastrado por agua mediante el uso de una manguera.

---

<sup>2</sup> CIP: Cleaning in Place

Las aguas residuales son tratadas en la EDAR de cada fábrica. Hay una EDAR en cada una de las cinco plantas, anexas a cada fábrica.

Como resultado del proceso de depuración se generan lodos y agua depurada. Actualmente, los lodos generados a partir del proceso de depuración son recogidos por la empresa CESPA y transportados a sus propias instalaciones para la fabricación de abono en algunos casos y previo compostaje en otros. Por otro lado, las aguas depuradas no potabilizadas resultantes son enviadas al colector municipal mediante una conducción general y junto a las aguas de todo el municipio.

Con el fin de poder estudiar posibles modificaciones en la manera en que se gestionan los fangos es necesario conocer las cantidades transportadas y como se gestionan actualmente. De la misma forma, para poder hacer un análisis de optimización del proceso de depuración existente y posible revalorización energética, deberán ser analizadas las características de dichos fangos.

#### 5.1.1. Cantidades y gestión lodos

Se indica en la tabla a continuación, con el fin de obtener una idea general de las cantidades tratadas, las toneladas de lodos generadas por la EDAR de cada fábrica así como el coste total que representa para la empresa. Éste incluye costes de retirada, transporte y tratamiento por parte de la empresa compactadora.

EDAR de la fábrica en	Toneladas Lodos	Precio (€/t)	Coste ( € )
Tres Cantos	2.445	37,86	92.568
Parets	3.635	47,39	172.263
Salas	927	45,72	42.382
Sevilla	266	20,77	5.525
Aldaya	2.028	24,216	49.110
<i>Total</i>	<i>9.301</i>		<i>361.848</i>

Tabla 5.1 Toneladas generadas de lodo en año 2010 y su coste respectivo

A medida que se van generando los lodos, éstos son almacenados en cisternas junto a la EDAR de cada fábrica y retirados por la empresa CESPA de manera periódica. Son trasladados a la planta de tratamiento de CESPA más cercana a la fábrica en la que hayan sido generados. Dependiendo de la EDAR, por lo tanto, los camiones de retirada de fangos recorren distinta cantidad de kilómetros. También varían las toneladas medias transportadas por camión en el caso de cada fábrica. Sabiendo las toneladas de fango totales transportadas al año se calcula el número de viajes

realizados así como los kilómetros recorridos y las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes del transporte. Para el cálculo de éstas, se suponen un consumo de 0,35 litros/km de carburante Diesel y una producción de 2,68 kg CO<sub>2</sub>/litro.

EDAR	Distancia a lugar tratamiento CESPAS	Toneladas medias transportadas	Viajes al año	Distancia total recorrida	Emisiones total CO <sub>2</sub>
	km/viaje	t lodos/viaje	viajes/año	km/año	t/año
Tres Cantos	57	14,5	169	19.223	18
Parets	280	12	303	169.680	159
Salas	180	15	62	22.248	21
Sevilla	140	7,5	36	9.931	9
Aldaya	650	18	113	146.467	137

Tabla 5.2 Cantidad transportada, número de viajes y kilómetros totales recorridos como resultado de la logística de gestión de lodos. Datos del año 2010.

### 5.1.2. Análisis lodos

En todas las EDAR hay un tratamiento primario en la unidad de flotación donde se producen fangos físico-químicos y un posterior tratamiento denominado secundario del cual resultan los fangos biológicos. Como paso final del proceso de depuración, ambos tipos de fangos son juntados y deshidratados mediante un proceso de centrifugado en unos casos y de prensado en otros. En las EDAR de las fábricas de Tres Cantos y Parets se deshidratan mediante el prensado, mientras que en Salas, Sevilla y Aldaya se hace con centrifugado.

En la tabla a continuación se muestran las cantidades resultantes de fangos deshidratados así como su sequedad y, por lo tanto, cantidad de materia seca que contienen.

EDAR	Fangos Húmedos (t/año)	Sequedad	Materia Seca (t/año)
Tres Cantos	2.445	39%	954
Parets	3.635	40%	1.454
Salas	927	19%	176
Sevilla	266	23%	62
Aldaya	2.028	22,4%	454
Total	9.301		3.100

Tabla 5.3 Toneladas fangos húmedos, su sequedad y toneladas materia seca

Como comentado anteriormente, previo a ser deshidratados existen por separado los fangos físico-químicos y los biológicos. Debido a que el fango físico-químico, dicho de manera simplificada, contiene la materia orgánica atrapada sin degradarse, su potencial energético es alto. Es decir, en un proceso de digestión anaerobia su transformación en metano es grande. El fango biológico sin embargo, no contiene dicho potencial de transformación en metano ya que la materia orgánica ya ha sido transformada en bacterias.

Por lo tanto, este estudio contempla la modificación del tratamiento de fangos actual con el fin de obtener la mayor cantidad de energía de los residuos. En el caso de los fangos, los fangos físico-químicos y los biológicos se deshidratarán de forma separada en las EDAR de Tres Cantos, Parets, Salas y Sevilla. Solamente los fangos físico-químicos serán transportados a Aldaya para ser tratados junto a los fangos, primarios y secundarios, generados en Aldaya.

Con el fin de poder evaluar la cantidad de materia orgánica contenida en el fango físico-químico procedente de cada EDAR, se hace un análisis de las fichas de seguimiento de cada EDAR cumplimentadas con datos obtenidos de manera periódica (ver ANEXO A).

## 5.2. Pérdidas de producto terminado

Se denominan PPT<sup>3</sup> a aquellos productos ya envasados y paletizados no aptos para su comercialización. Algunas PPT son productos no aptos para consumo humano debido a incidentes de calidad, accidentes físicos que hayan podido sufrir o hayan caducado debido a un error de planificación. En otros casos son productos aptos para consumo humano pero no comercializables, debido a que el tiempo restante hasta la fecha de caducidad es inferior al acordado con el cliente.

Las PPT se generan tanto en las fábricas como en las bases logísticas. Actualmente, son recogidos y enviados a la planta de tratamiento de la empresa COPIRAL ubicada en Agramunt, Cataluña, para su transformación en primeras materias para piensos animales.

Son, de entre todos los residuos, una de las mayores fuentes de materia orgánica. Se describe a continuación la gestión actual de las PPT así como el análisis de su composición, y por consecuencia su potencial energético.

---

<sup>3</sup> PPT: Pérdidas de Producto Terminado

### 5.2.1. Gestión PPT

Se indica en la tabla que sigue las toneladas de PPT destruidas al año, con su respectivo coste de transporte y destrucción. Se han obtenido los datos de las cantidades de producto destruido en el año 2010. Las fábricas y bases de donde proceden las PPT, han sido divididas por zonas de la misma forma en que lo están en las bases de datos de DANONE S.A. Sigue, además, una lógica geográfica.

Fábrica	Bases	Toneladas Destruídas	Coste Transporte (€)	Coste Destrucción (€)	Coste Total ( € )
Tres Cantos	<i>Getafe + Vigo</i>	3.397	112.747	97.520	210.267
Parets	<i>St Cugat + Pamplona</i>	3.391	58.453	85.471	143.925
Salas	<i>Oviedo</i>	805	43.089	23.119	66.200
Sevilla	<i>Sevilla + Málaga</i>	1.914	77.723	46.854	124.577
Aldaya	<i>Valencia</i>	1.663	44.791	47.751	92.542
<i>Total</i>		<i>11.170</i>	<i>336.805</i>	<i>300.715</i>	<i>637.520</i>

Tabla 5.4 Toneladas de PPT destruidas en el año 2010 y su coste respectivo

Para este estudio, se contempla la posibilidad de transportar estas toneladas de PPT hasta el emplazamiento en Aldaya. Allí será utilizado un compactador para separar el plástico del producto lácteo, ya que es éste último el que contiene la materia orgánica y el que se quiere introducir en el digestor anaerobio. Se asume que del total de PPT que se introduce en el compactador, el 85% será recolectado como producto a introducir en el digestor. Ello representa aproximadamente 9.500 toneladas de PPT al año.

Se conoce también el número de viajes realizados a COPIRAL al año. Así será posible conocer los kilómetros recorridos y las cantidades de CO<sub>2</sub> emitidos. Para el cálculo de la cantidad emitida, se suponen un consumo de 0,35 litros/km de carburante Diesel y una producción de 2,68 kg CO<sub>2</sub>/litro. La agrupación de fábricas y bases varía de la anterior ya que estos datos son recopilados según la empresa transformadora y los han dividido según su distribución logística. En el caso de las fábricas y bases separadas, se ha tenido en cuenta la distancia desde el punto medio entre ellas hasta la planta de tratamiento.

Fábrica + Bases	Distancia recorrida hasta COPIRAL	Viajes al año	Distancia total recorrida	Emisiones total CO <sub>2</sub>
	km/viaje	Viajes/año	km/año	t/año
<b>Parets</b>	133	112	29.792	28
St Cugat	118	143	33.579	31,5
<b>Salas + Pamplona + Oviedo</b>	596,5	79	94.077	88
<b>Tres Cantos</b>	564	64	71.547	67
Getafe + Vigo	567	266	301.320	283
<b>Aldaya + Aldaya</b>	350	177	123.600	116
<b>Sevilla + Sevilla + Málaga</b>	1.038	88	182.688	171

Tabla 5.5 Número de viajes y kilómetros totales recorridos como resultado de la logística de gestión de la destrucción de PPT. Datos del año 2010.

### 5.2.2. Análisis PPT

Con el fin de conocer la concentración de materia orgánica en las PPT, se ha realizado un análisis de la DQO<sup>4</sup> de las PPT. Para ello han sido analizados varios productos típicos fabricados en las fábricas de DANONE S.A. en España. Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

Producto	DQO
	mg/l
Yogur Natural	182.200
Yogur Sabores	249.300
Vitalinea Natural	139.800
Vitalinea Edulcorado	130.500
Activia Natural	177.000
Activia Sabores	244.800
Activia Desnatado Natural	131.500
Activia Desnatado Edulcorado	138.800
Danet Vainilla	366.300
Danet Chocolate	366.300
Actimel Natural	225.000

Tabla 5.6 Análisis DQO de varios productos fabricados en las fábricas de España.

<sup>4</sup> DQO: Demanda Química de Oxígeno



A partir de estos datos, y con el fin de hacer una estimación del contenido de DQO en las PPT, se extrapolan los niveles de DQO de los productos analizados a aquellos productos principales fabricados en el año 2010. Los productos y cantidades fabricadas por cada planta en el año 2010 pueden verse en el ANEXO B. A continuación se presentan los principales tipos de productos que se producen y son candidatos de formar parte de las PPT, así como su nivel de DQO.

Principales productos producidos	Cantidad producida	Porcentaje sobre producción total	DQO
	<i>toneladas</i>	<i>%</i>	<i>mg/l</i>
Yogur Natural/Sabores	114.483	24	215.750
Bio Brasse/Firme	90.195	19	<i>215.750</i>
Actimel	68.763	15	225.000
Vitalinea Firme	28.667	6	135.150
Cremas/Danet	25.197	5	366.300
Petit Suisse	22.446	5	<i>366.300</i>
Danacol Bebible	24.081	5	<i>225.000</i>
<b>Total &amp; Media</b>	<b>373.832</b>	<b>79</b>	<b>231.054</b>

**Tabla 5.7 Principales tipos de productos, cantidad producida en el año 2010 y DQO análisis**  
(valores en cursiva son suposiciones en base a semejanza del producto)

El contenido medio de DQO es de 231.054 mg/l. Se utilizará para el estudio el valor de 230 g DQO por litro de PPT.

En todo proceso de digestión anaerobio, descrito más adelante en el apartado 7.PRINCIPIOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA, son necesarios nitrógeno y fósforo para el crecimiento de microorganismos. Se han realizado análisis de varios productos de la marca y de la leche para poder obtener un ratio medio de DQO/N/P contenido en el producto entrante en el digestor anaerobio.

Producto	DQO	N	P	DQO/N/P
	mg/l	mg/l	mg/l	
Actimel Natural	225.000	4.632	758	100/2,1/0,34
Danete Chocolate	366.300	6.235	443	100/1,7/0,12
Activia Frambuesa	315.000	5.664	832	100/1,8/0,26
Mezcla de Yogures	180.000	5.980	280	100/3,3/0,21
Leche	157.000	4.870	384	100/3,1/0,18

Tabla 5.8 Análisis de nitrógeno y fósforo

Se utilizará para el estudio el valor de 6,9 g N/l y 0,46 g P/l (ratio DQO/N/P: 100/3/0,2).

## 6. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

Tal y como se ha mencionado anteriormente, este proyecto se centra en el estudio de una de las EDAR, la de Aldaya. Por lo tanto a continuación se describe la planta depuradora de Aldaya, objeto de estudio. Se incluye una descripción de sus instalaciones así como de su balance de materia.

### 6.1. Descripción instalaciones de depuración

#### 6.1.1. Desbaste de gruesos y bombeo de agua

Se realiza un primer desbaste en la arqueta de entrada mediante un tamiz con una luz de paso de 5 cm, para evitar el paso de sólidos que podrían interferir en el funcionamiento de equipos móviles instalados en etapas posteriores.

Tras el desbaste, un pozo de bombeo de una 50 m<sup>3</sup> de capacidad con un equipo de bombeo de entrada a la planta que consta de tres grupos motobomba, con capacidad para impulsar un caudal unitario de 240 m<sup>3</sup>/h.

#### 6.1.2. Homogenización

La etapa de homogenización permite absorber las posibles puntas de caudal y de carga contaminante producidas durante la jornada laboral o durante los días de la semana.

La capacidad total del recinto de homogenización se dimensionó de acuerdo al volumen de vertido, siendo el volumen total de la balsa de homogenización de 1.800 m<sup>3</sup> repartido en dos balsas de 900 m<sup>3</sup> cada una. De esta manera es posible asegurar una alimentación suficientemente uniforme al proceso físico-químico y proceso biológico posterior. Dicho recinto se puede visualizar en el diagrama del la [Figura 6.1](#), las balsas de homogenización se denominan “buffer tanks” en el diagrama.

Cada balsa tiene un llenado alternativo y un sistema independiente en cada una de ellas de aireación-agitación de la masa líquida mediante un total de 180 difusores por balsa. Mediante homogenización, se evitan las puntas tanto de carga contaminante como de caudal, así como la generación de olores desagradables y reacciones de degradación de la materia orgánica no deseables.

Los requerimientos de aire por unidad de tanque de homogenización, son de 900 m<sup>3</sup>/h, disponiéndose para ello de 3 grupos de motosoplantes capaz de introducir un caudal unitario de aire de 900m<sup>3</sup>/h a 4 m.c.a..

Existe un colector independiente para cada balsa, formado por una tubería general que se ramifica en dos brazos horizontales en el fondo. Cada brazo dispone de cinco distribuidores de aire y en cada uno de ellos 18 difusores, disponiendo de un total de 180 difusores por balsa.

En el proceso de homogenización se procede a la neutralización del medio, para facilitar los tratamientos siguientes de depuración, físico-químico y biológico.

Un equipo de bombeo, impulsa las aguas residuales al tratamiento siguiente. Este sistema consta de dos grupos motobombas sumergibles tipo centrífuga. Aspiran directamente de cada uno de los tanques de homogenización, impulsando un caudal regulable de  $100 \text{ m}^3/\text{h}$ .

### 6.1.3. Rototamiz

Previo al tratamiento físico-químico, se efectúa un tamizado mediante un tamiz de funcionamiento en continuo, con una luz de paso de 2 mm y con capacidad para un tratamiento de  $200 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Se trata de un equipo autolimpiable, construido en acero inoxidable, con fácil extracción de los sólidos separados mediante una rasqueta de superficie. Éstos son depositados en un contenedor para su gestión posterior.

El agua, una vez tamizada, incide directamente por gravedad al tratamiento físico-químico.

### 6.1.4. Tratamiento físico-químico: Flotación

El proceso físico-químico diseñado, se lleva a cabo en una cámara de flotación de forma circular. Tiene una capacidad de  $94 \text{ m}^3$ , con una dimensión de 7 m de diámetro, 2,5 m de altura y  $29,4 \text{ m}^2$  de superficie útil de flotación. Esta dimensionada para una velocidad ascensional inferior a  $5 \text{ m/h}$  y permanencias superior a los 45 minutos. La cámara de flotación se puede visualizar en el diagrama del la [Figura 6.1](#), ésta se denomina “flottation unit” en el diagrama.

El proceso físico-químico se basa en la adición dosificada de reactivos que provocan la coagulación y posterior floculación de la mayor parte de los flotantes y sólidos en suspensión presentes en el agua a tratar.

En la parte inferior de la cámara, se inyecta aire presurizado para favorecer la flotación de las materias en suspensión y flotantes, facilitando así su posterior retirada mediante un dispositivo de recolección de flotantes para su posterior deshidratación.



Para la floculación del agua bruta se dosifican sales de aluminio y de polielectrolito. Previamente se ajusta el pH con reactivos de neutralización. Con el fin de conseguir una correcta mezcla de reactivos, existen tres cámaras de 7 m<sup>3</sup> previas a los tanques de flotación. En la primera de éstas, se neutraliza con CO<sub>2</sub> o sosa. La segunda cámara se utiliza para adicionar polielectrolito al agua con el pH deseado y una agitación media. En la tercera, se finaliza el acondicionamiento del agua floculada con una agitación lenta.

El agua tratada en el recinto de flotación es conducida a una cámara de recepción para ser enviada al tratamiento biológico. La conducción de entrada al biológico dispone de un caudalímetro, para el control del volumen a tratar en la siguiente etapa.

#### 6.1.5. Tratamiento biológico

El tratamiento biológico sucede en dos tanques de 3.500 m<sup>2</sup> cada uno, dispuestos en forma de carrusel. Cuentan con una profundidad de 3,5 m, superficie unitaria de 1.000 m<sup>2</sup>, 7,15 m de ancho cada tanque y longitud de 73 m. El proceso biológico está dimensionado para una carga volumétrica inferior a 0,4 kg DBO<sub>5</sub>/m<sup>3</sup> de tanque y carga másica inferior a 0,1 kg DBO<sub>5</sub>/MLSS. Dicho recinto se puede visualizar en el diagrama del la [Figura 6.1](#), los tanques de tratamiento biológico se denominan “aerated reactor” en el diagrama.

Para la aireación de las aguas a tratar se emplean 4 rotores aireadores, 2 para cada tanque. Cada rotor tiene un diámetro de 1.000 mm y una potencia de 30 kW.

El proceso biológico contempla la eliminación de los compuestos carbonosos y los compuestos nitrogenados. De hecho la eliminación de los compuestos carbonosos queda englobada en la eliminación de los compuestos nitrogenados. Para ello se establece una etapa inicial de nitrificación y una segunda etapa de desnitrificación. El proceso de nitrificación consiste en transformar el amonio oxidado a nitrito, el cual posteriormente es oxidado a nitratos mediante la acción bacteriana autótrofas (nitrosomas y nitrobácter respectivamente). Mediante la transformación del amonio a nitratos se elimina la presencia de compuestos orgánicos nitrogenados. Sin embargo, los nitratos generados en la etapa de nitrificación requieren una etapa de anoxia para facilitar la transformación del compuesto nitrogenado a nitrógeno de gas. Para ello existe la etapa de desnitrificación, que favorece las condiciones anóxicas del medio y se reducen así los nitratos y nitritos presentes en el efluente residual. Éstos son reducidos hasta nitrógeno gas, mediante la acción de bacterias heterótrofas, quimiotróficas y bacterias heterótrofas facultativas.

Parte del fango biológico resultante va a un decantador secundario y parte va dirigido a un espesador de fangos.

#### 6.1.6. Decantación secundaria

El decantador tiene forma circular con un diámetro de 22 m. Su superficie es de  $380 \text{ m}^2$  y su volumen útil  $950 \text{ m}^3$ . Éste se puede visualizar en el diagrama de la [Figura 6.1](#), con el nombre “decanter”.

El líquido mezcla de agua residual y fango activado, sale del reactor biológico y entra en el decantador. Éste trata  $1.500 \text{ m}^3$  al día. Está diseñado para obtener una velocidad ascensional inferior a  $0,4 \text{ m/h}$  y permanencias superiores a las 3 horas. De esta manera, los flóculos sedimentan en el fondo por su mayor peso. Por otro lado, los paramentos laterales tienen la suficiente inclinación para facilitar el deslizamiento de los flóculos. Consta de un puente radial de movimiento circular con rasquetas parabólicas de fondo, que conducen los fangos sedimentados a la tolva central, desde donde son conducidos a una arqueta anexa para su posterior recirculación y extracción.

Como resultado de la decantación secundaria se obtiene agua depurada y fango a recircular. El agua depurada se conduce a un depósito a través del cual se evacua a una depuradora municipal, pasando previamente por un medidor de caudal y un control de concentraciones máximas de nitrógeno y DQO. El fango, por otro lado, se vuelve a introducir en el reactor biológico. El caudal de recirculación de fango al reactor biológico está establecido oscile entre un 50% y un 200% del caudal medio de tratamiento. Para ello existen tres bombas de  $50$  a  $200 \text{ m}^3/\text{h}$ .

#### 6.1.7. Espesador de fangos

Los fangos formados tanto en el proceso físico-químico como en el biológico, presentan un elevado contenido de agua que es necesario minimizar. Por lo tanto, se debe proceder al espesamiento de los fangos procedentes de estos procesos.

Hay dos unidades de bombeo de  $25 \text{ m}^3/\text{h}$  para el bombeo del fango biológico al espesador. Por otro lado, los fangos procedentes del tratamiento físico-químico se almacenan en un depósito anexo. El conjunto del equipo espesador está formado por una cámara de floculación, donde se adiciona policatiónico. El agua floculada entra entonces en el tambor espesador, produciéndose una filtración de agua drenada de dentro a fuera. Se puede variar la inclinación y velocidad de giro del tambor para modificar el grado de espesado según el tipo de fango. El espesador de fangos se puede

visualizar en el diagrama del la [Figura 6.1](#), las balsas de homogenización se denominan “sludge thickener” en el diagrama.

#### **6.1.8. Decantador centrífugo**

En el caso de la EDAR de la fábrica de Aldaya, los fangos son centrifugados para reducir al máximo el contenido de humedad de los fangos. En esto consiste el último paso del proceso de depuración en cuanto a fangos se refiere y se puede visualizar en el diagrama del la [Figura 6.1](#) como “centrifugation”.

La centrífuga funciona a 3.500 rpm. El fango resultante es depositado en grandes contenedores con capacidad de almacenar 9 toneladas cada uno. Se llenan por semana una media de cinco contenedores. Como se ha explicado en apartados anteriores, éstos contenedores son entonces recogidos semanalmente por camiones de la empresa CESPA que gestiona su uso posterior, como por ejemplo para abono.

## 6.2. Balance de materia

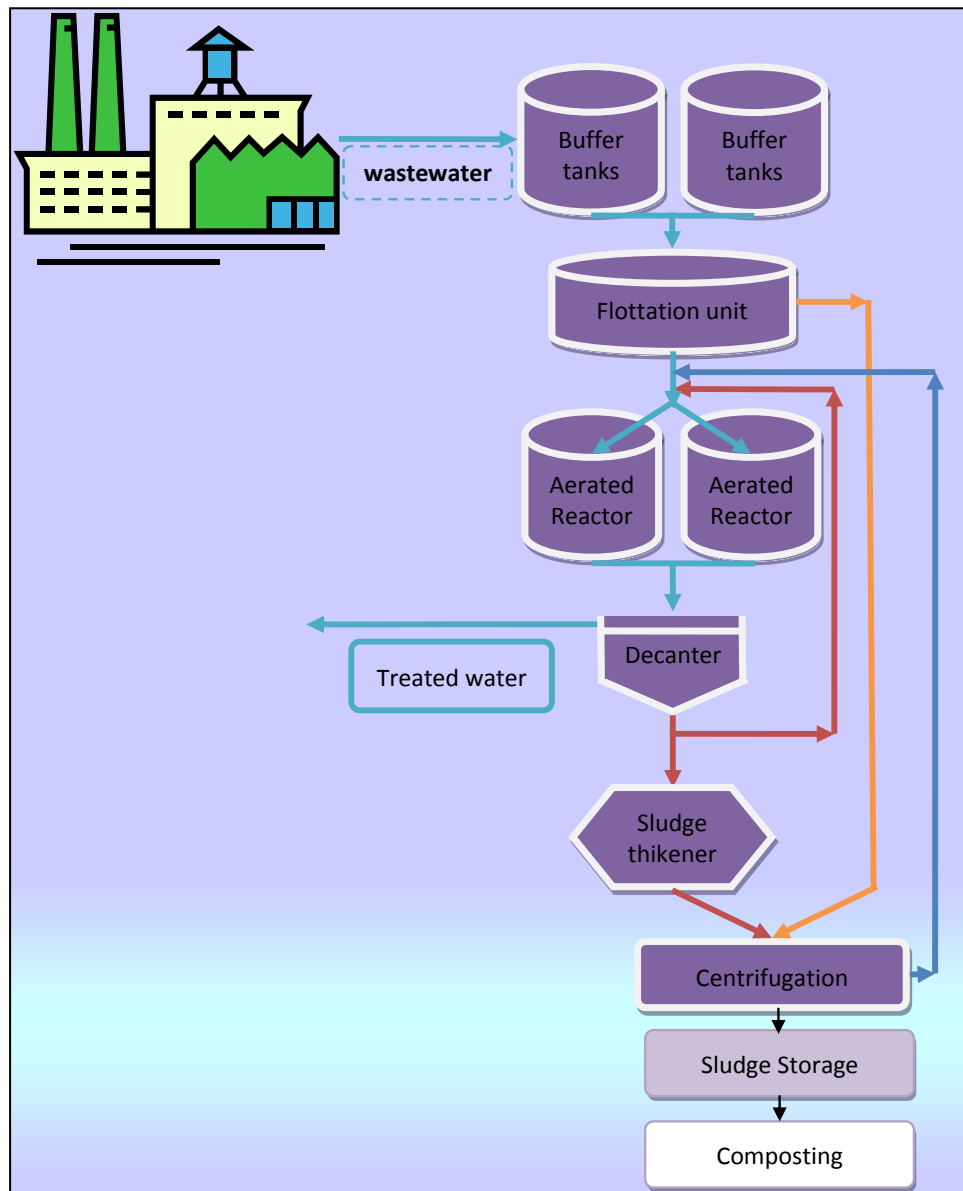


Figura 6.1 Diagrama



El balance de materia de la EDAR se muestra en la tabla a continuación, indicando los valores de entrada (aguas residuales entrantes) y salida (agua tratada saliente a depósito municipal).

Entrada	Influyente EDAR	Efluente EDAR
Cantidad ( $m^3$ )	501.824	470.014
Caudal ( $m^3/d$ )	1.375	1.287
DQO ( $kg/d$ )	3.413	83
SS <sup>5</sup> ( $kg/d$ )	778	40
DBO <sub>5</sub> ( $kg/d$ )	2.500	28

Tabla 6.1 Tabla valores de entrada y salida; Balance de Masas (situación actual)

El caudal medio entrante en la EDAR de Aldaya en el año 2010 fue de 1.375  $m^3/d$ , representando un 57% de la capacidad de la EDAR. Dicho caudal fue inferior a 1.650  $m^3/d$  el 90% del tiempo. La carga media DBO<sub>5</sub> en 2010 fue de 2.500  $kg/d$ , lo que representa un 35% de la capacidad de la estación depuradora. Por último, importante a tener en cuenta es la carga media DBO<sub>5</sub> entrante al tratamiento biológico de 1.260  $kg/d$ , representando un 47% de la capacidad de la EDAR.

<sup>5</sup> SS: Sólidos en Suspensión



## 7. PRINCIPIOS DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA

A partir de la digestión anaerobia la materia orgánica se transforma en biogás, reduciendo la cantidad de fangos resultantes salientes del proceso, destruyendo la mayoría de patógenos presentes en el lodo y limitando problemas de olor asociados a la putrefacción de la materia residual. Por estos motivos, la digestión anaerobia optimiza los costes de una EDAR, así como su impacto ambiental y es considerada una parte esencial de una EDAR moderna.

La digestión anaerobia es un proceso complejo de descomposición de la materia orgánica que requiere condiciones estrictas anaeróbicas, es decir sin ninguna fuente de oxígeno ( $O_2$  o  $N-NO_3$ ). La materia orgánica es descompuesta en diferentes pasos con diferentes clases de bacterias. Depende de una actividad coordinada de una asociación microbiana compleja que tiene como resultado la formación de moléculas de gas, en su mayoría metano ( $CH_4$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ). La digestión anaerobia de materia orgánica sigue el proceso de hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis tal y como se indica en la [Figura 7.1](#).

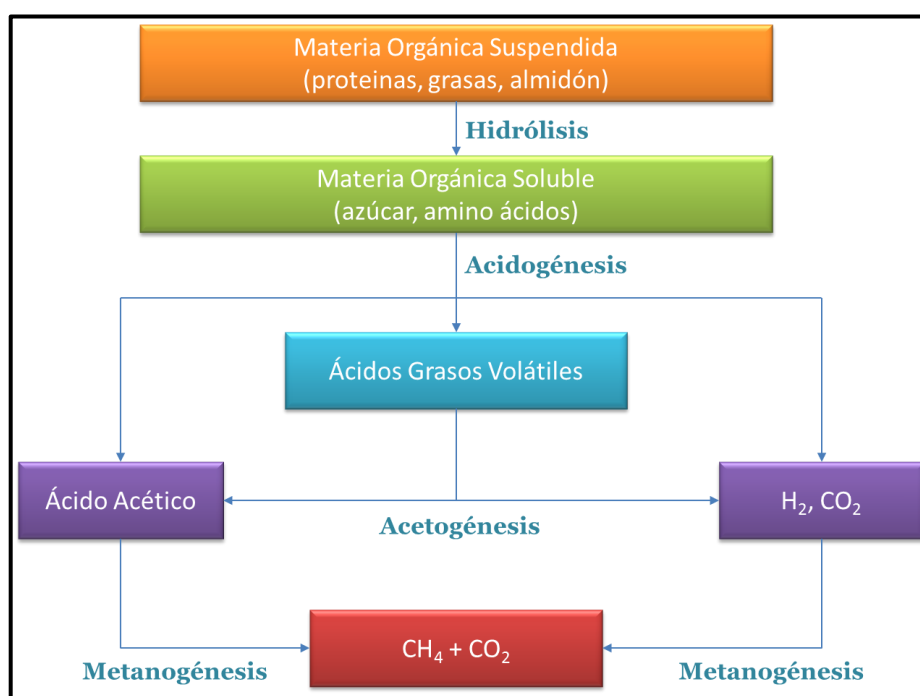


Figura 7.1 Etapas en el proceso de digestión anaerobia

El proceso de digestión empieza por la hidrólisis bacteriana del material de entrada, degradando el material orgánico insoluble y los compuestos de peso molecular alto, tal como lípidos, polisacáridos, proteínas y ácidos nucleicos, en sustancias orgánicas solubles, como por ejemplo amino ácidos y ácidos grasos. Los componentes formados durante la hidrólisis son entonces divididos durante la acidogénesis, el segundo paso, en la que los monómeros fermentan generando productos ácidos. Las bacterias acidogénicas (o fermentativas) producen ácidos grasos volátiles, amoníaco ( $\text{NH}_3$ ),  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y otros subproductos. La tercera etapa de la digestión anaerobia es la acetogénesis, en la que los ácidos orgánicos resultantes de la etapa anterior son digeridos por organismos acetógenos produciendo así principalmente ácido acético y también  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$ . Por último, en la última etapa de metanogénesis, dos grupos de bacterias metanógenas producen metano y dióxido de carbono. El primer grupo de bacterias separa el acetato en metano y dióxido; el segundo grupo utiliza el hidrógeno como donador de electrón y el dióxido de carbono como receptor y produce así el metano.

Como resultado de la digestión anaerobia, además de biogás, se generan fangos resultantes y aguas residuales. Gracias a dicha digestión, la cantidad de materia orgánica y sólidos se reduce considerablemente en el reactor de digestión, pero el agua residual es todavía rica. Las fases líquida y sólidas pueden ser entonces separadas para ser tratadas de manera separada, y la fase líquida ser tratada en la EDAR.

## **7.1. Parámetros influyentes en la digestión anaerobia**

Dentro del entorno anaeróbico, varios parámetros afectan a la velocidad de las diferentes etapas del proceso de digestión. Algunos de ellos se resumen a continuación.

### **7.1.1. pH**

Cada grupo de microorganismos tiene un rango distinto de pH óptimo. Las bacterias metanógenas, por ejemplo, son extremadamente sensitivas al pH, con un rango óptimo entre 6,5 y 7,2. Los microorganismos fermentativos son menos sensitivos y por lo tanto tienen un rango más amplio de pH, entre 4,0 y 8,5. Los ácidos grasos volátiles tienden a reducir el nivel de pH, normalmente compensado por la actividad de las bacterias metanógenas. El sistema de pH es controlado por la concentración de  $\text{CO}_2$  en la fase gaseosa.



### 7.1.2. Temperatura

Es importante mantener una temperatura operacional estable en el digestor. Variaciones agudas o frecuentes de la temperatura pueden afectar al desarrollo de las bacterias, especialmente las metanógenas. Puede suceder un fallo en el proceso en variaciones de temperatura mayores a  $1^{\circ}\text{C}/\text{día}$ . Deben ser evitados los cambios de temperatura mayores a  $0,6^{\circ}\text{C}/\text{día}$ .

La digestión anaerobia puede suceder en dos rangos de temperatura. Uno es un rango de temperaturas mesofílicas, entre  $30$  y  $38^{\circ}\text{C}$ . El otro es el termofílico, entre  $55$  y  $60^{\circ}\text{C}$ . Pese a que la digestión termofílica es más rápida debido al aumento de la velocidad de las reacciones bioquímicas con la temperatura, la mayoría de los digestores operan en condiciones mesofílicas. Esto se debe a que la digestión termofílica requiere mayor energía, mayor potencial de olores y poca estabilidad del proceso requiriendo mucho control.

Con el fin de ahorrar energía, la materia entrante al reactor puede ser precalentada mediante el agua residual saliente.

### 7.1.3. Tiempo de retención de sólidos

El tiempo de retención de sólidos es el tiempo medio que los sólidos están en el digestor. Un descenso del tiempo de retención de sólidos implica una menor extensión de las reacciones bacterianas y viceversa, ya que cada vez que hay fango retirado del digestor una fracción de la población bacteriana es eliminada.

### 7.1.4. Nitrógeno y fósforo

El nitrógeno y fósforo son necesarios para el crecimiento de los microorganismos. El ratio C/N/P es generalmente de  $100 / 1 / 0,2$ . El nitrógeno es transformado como se muestra a continuación en la [Figura 7.2](#).

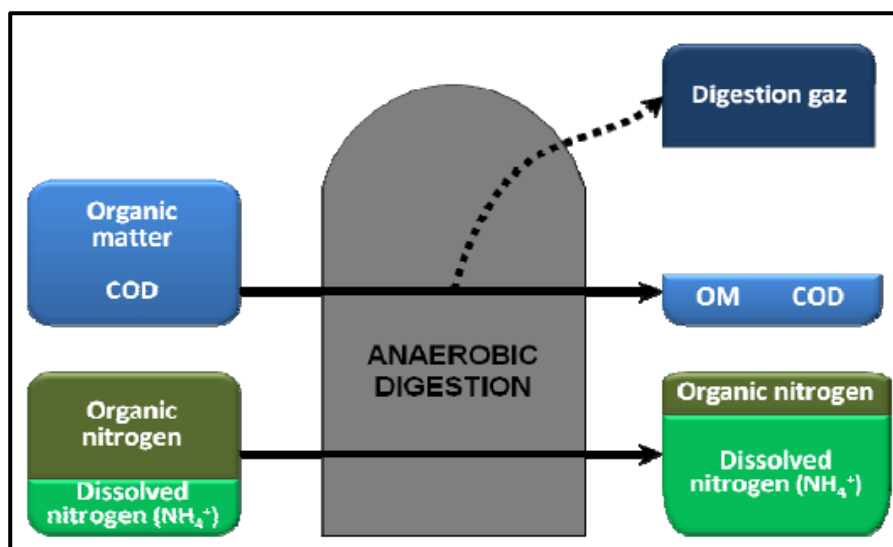


Figura 7.2 Diagrama de transformación del nitrógeno

## 7.2. Biogás

En una digestión anaerobia básicamente toda materia orgánica puede ser digerida, excepto material de madera estable ya que los microorganismos anaeróbicos son incapaces de digerir lignina. El biogás formado tiene un alto poder calorífico y es considerado fuente de energía renovable.

El biogás contiene metano, dióxido de carbono y trazas de nitrógeno, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno y vapor de agua. Las proporciones son las que aparecen en la [Tabla 7.3](#). Tiene una densidad relativa de alrededor de 0,86. Con una concentración del 65% metano, su poder calorífico es aproximadamente 21-25 MJ/m<sup>3</sup>, un 30-40% menos que el del gas natural.

Biogás	%
CH <sub>4</sub>	55 – 75
CO <sub>2</sub>	25 – 40
N <sub>2</sub>	0 – 7
H <sub>2</sub>	1 – 5
H <sub>2</sub> S	0.1 – 0.5

Tabla 7.1 Composición del biogás

La cantidad de biogás depende de la calidad de la materia orgánica entrante. En teoría, y según *Lawrence & Mc Carty*, la producción de metano es 351 NI CH<sub>4</sub>/kg DQO eliminada.

El biogás debe ser tratado para separar los gases y dejar solamente el metano. Éste puede entonces ser quemado en una caldera o en una unidad de cogeneración. En caso de haber complicaciones, ha de ser quemado en una antorcha.

La presencia de contaminantes, desinfectantes, antibióticos y sustancias que obstaculizan el proceso de digestión anaerobia puede afectar seriamente a la producción de metano, o incluso interrumpir completamente el proceso. Por lo tanto, la incorporación de estas sustancias en el proceso debe ser inferior a la concentración mínima inhibidora. Se incluyen en el ANEXO C algunos de estos contaminantes, el ratio de contaminante / sólidos secos y su límite de concentración.





## 8. ALTERNATIVAS DE DEPURACIÓN

Tras haber analizado la gestión y tratamiento actual de los residuos resultantes de la actividad industrial de la empresa y conocer el funcionamiento actual de la planta depuradora que se desea modificar, se estudian posibles modificaciones de la gestión de éstos con el fin de optimizar su tratamiento obteniendo beneficios energéticos y económicos. A continuación, se plantean las tres alternativas a la gestión de residuos y depuración actuales. En todas ellas se propone adaptar la estación depuradora actual añadiendo al proceso la digestión anaerobia, variando entre ellas el producto de entrada. Por lo tanto, el estudio propone tres alternativas con diferentes residuos entrantes al digestor anaerobio:

### Alternativa 1

- Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
- Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.

### Alternativa 2

- Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
- Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
- Fangos químicos resultantes de las EDAR en las fábricas de Parets y Tres Cantos.

### Alternativa 3

- Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
- Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
- Fangos químicos resultantes de las EDAR en el resto de fábricas: Parets, Tres Cantos, Salas y Sevilla.

En todas las alternativas propuestas a continuación se introducirán en el digestor anaerobio fangos y PPTs. Para la introducción de las PPT será utilizado un compactador procesador de residuos con el fin de separar el plástico del producto lácteo, ya que es éste último el que tiene la materia orgánica y es el que se quiere introducir en el digestor anaerobio. Mediante un proceso de prensado y de recolección de líquido filtrado en la parte inferior de la máquina, se consigue separar la parte líquida de la plástica de las PPT. Dicha máquina ya existe en el emplazamiento de Aldaya y se asume que el 85% de las PPTs que se introducen será recolectado como producto a introducir en el digestor. Por otro lado, la parte plástica resultante deberá ser tratada como residuo plástico

generado en la fábrica y tratado como el resto de residuos plásticos de la planta. Se muestra a continuación una imagen del funcionamiento del compactador procesador de PPTs.



Figura 8.1 Compactador procesador de de PPTs

### 8.1. Alternativa 1

Como primera alternativa se estudia el escenario siguiente (ver [Figura 8.2](#)), en que los productos de entrada al digestor anaerobio son:

- Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
- Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.

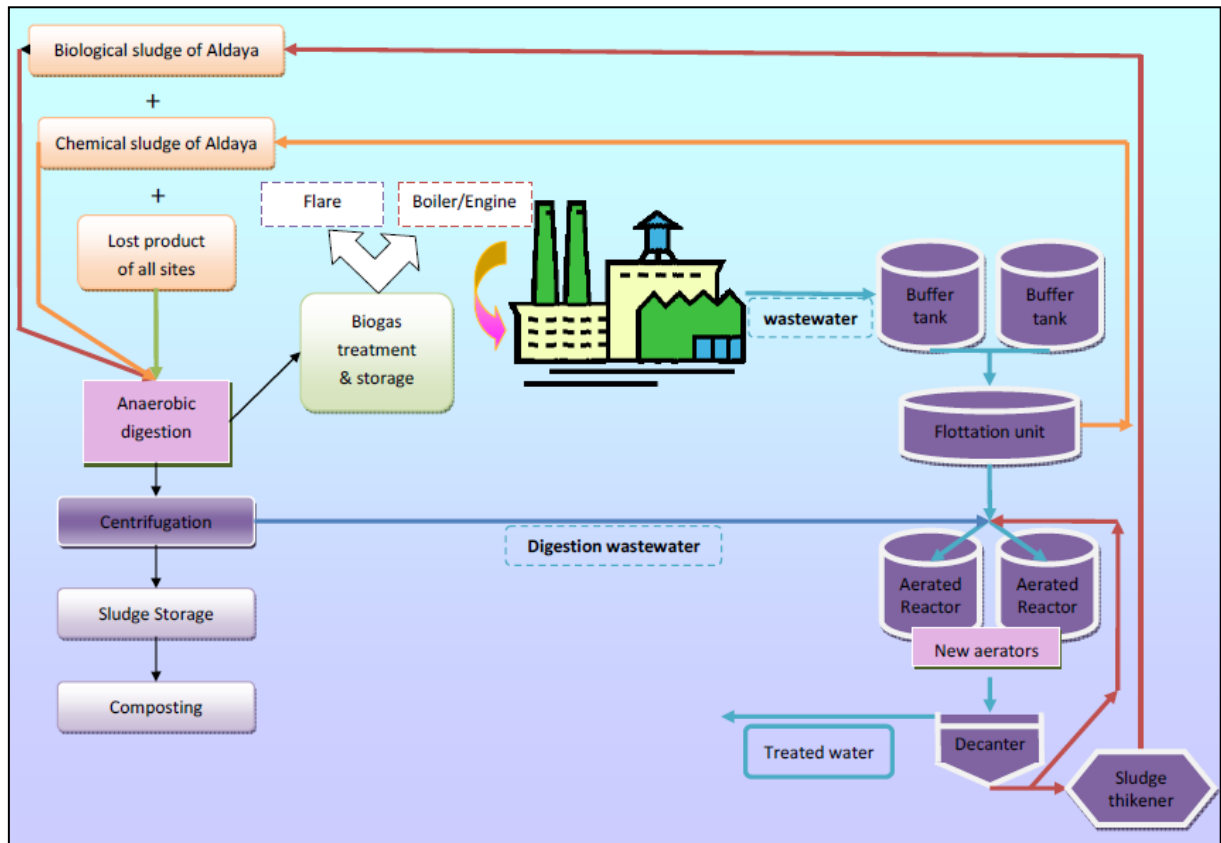


Figura 8.2 Diagrama (alternativa 1)

Tal y como se muestra en el diagrama, se propone hacer uso de los residuos de manera que se optimice su uso y conversión en energía. Se estudia, en esta primera alternativa, la instalación de un digestor anaerobio que sirva para procesar el fango químico resultante de la cámara de flotación y el fango biológico salientes de la propia EDAR en Aldaya tal y como funciona actualmente, así como digerir el producto orgánico en las PPT provenientes de cada una de las cinco fábricas. Sería necesaria también la instalación de nuevos aireadores en los tanques de tratamiento biológico actuales, con el fin de hacer posible el tratamiento del nuevo caudal entrante de agua residual del proceso de digestión anaerobia.

Con el fin de poder conocer la cantidad energía que se podría producir en este primer escenario, se debe en primer lugar hacer un balance de materia del digestor anaerobio. En este caso, la materia entrante serán los fangos químicos y biológicos de la EDAR de Aldaya así como las PPT de las cinco fábricas. La materia saliente serán lodos, gas metano y agua residual resultantes de la digestión anaerobia.

Se muestran en la tabla a continuación los valores de cantidad, volumen, TSS<sup>6</sup>, DQO, nitrógeno y fósforo de los productos de entrada. Todos ellos han sido obtenidos a partir de la tabla de cálculo incluida en el apartado Alternativa 1 del ANEXO D. A la hora de calcular la cantidad de fangos biológicos entrantes, se ha tenido en cuenta el agua residual saliente del proceso de digestión anaerobio. El digestor anaerobio tratará un volumen medio de 70 m<sup>3</sup>/día y 10,1 t DQO/día.

Entrada	Total	Lodo Biológico	Lodo Químico	PPT
Cantidad (kg/d)	<b>71.815</b>	22.780	20.000	29.034
Volumen (m <sup>3</sup> /d)	<b>70</b>	23	20	28
TSS (kg/d)	<b>2.225</b>	1.025	1.200	0
DQO (kg/d)	<b>10.103</b>	1.025	2.400	6.678
N (kg/d)	<b>334</b>	62	72	200
P (kg/d)	<b>58</b>	21	24	13

Entrada	Total	Lodo Biológico	Lodo Químico	PPT				
		Aldaya	Aldaya	Aldaya	Tres Cantos	Sevilla	Parets	Salas
Cantidad (kg/d)	<b>71.815</b>	22.780	20.000	4.097	8.562	6.028	8.484	1.864
Volumen (m <sup>3</sup> /d)	<b>70</b>	23	20	4	8	6	8	2
TSS (kg/d)	<b>2.225</b>	1.025	1.200	0	0	0	0	0
DQO (kg/d)	<b>10.103</b>	1.025	2.400	942	1.969	1.386	1.951	429
N (kg/d)	<b>334</b>	62	72	28	59	42	59	13
P (kg/d)	<b>58</b>	21	24	2	4	3	4	1

Tabla 8.1 Tabla valores de entrada; Balance de Masas (alternativa 1)

A partir de estos valores de entrada, se calculan las cantidades y productos resultantes del proceso de digestión anaerobia tal y como se muestra en el apartado Alternativa 1 del ANEXO D. Tras el proceso de digestión anaerobia, el lodo saliente es tratado en una centrifugadora. Ésta será utilizada para separar el fango anaeróbico y la parte acuosa del lodo.

En la siguiente tabla se presentan los valores esperados medios diarios y anuales de fangos resultantes generados, con una sequedad del 22% suponiendo el mismo valor de sequedad que el obtenido con la centrifugadora actual en la EDAR de Aldaya.

<sup>6</sup> TSS: Total de Sólidos en Suspensión

Fangos Anaerobios Producidos	Cantidad	Volumen
Diariamente	1.166 kg SS/d	5,3 m <sup>3</sup> /d
Anualmente	426 t SS/año	1.934 m <sup>3</sup> /año

Tabla 8.2 Tabla fangos resultantes digestión anaerobia; Balance de Masas (alternativa 1)

En cuanto a la parte acuosa, el agua residual resultante de la digestión anaerobia será devuelta al proceso de depuración, tras ser sometida a un proceso de centrifugación, pues contiene todavía un alto nivel de concentración.

Agua Residual Anaerobia Producida	
Caudal diario	65,1 m <sup>3</sup> /d
TSS	1,6 g/L
DQO	32,9 g/L
N	3,7 g/L
P	0,5 g/L

Tabla 8.3 Tabla caudal y concentraciones en el agua residual resultante de digestión anaerobia; Balance de Masas (alternativa 1)

Como parte del balance de masas, en la tabla siguiente se presentan las producciones diarias y anuales de metano. Se estima el metano contenido en el gas de digestión en un 60%.

Gas Producido	
Metano Diario	2.510 Nm <sup>3</sup> /d
Metano Anual	915.987 Nm <sup>3</sup> /año

Tabla 8.4 Tabla producción metano; Balance de Masas (alternativa 1)

## 8.2. Alternativa 2

Como segunda alternativa se estudia el escenario siguiente (ver [Figura 8.3](#)), en que los productos de entrada al digestor anaerobio son:

- Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
- Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
- Fangos químicos resultantes de las EDAR en las fábricas de Parets y Tres Cantos.
- 

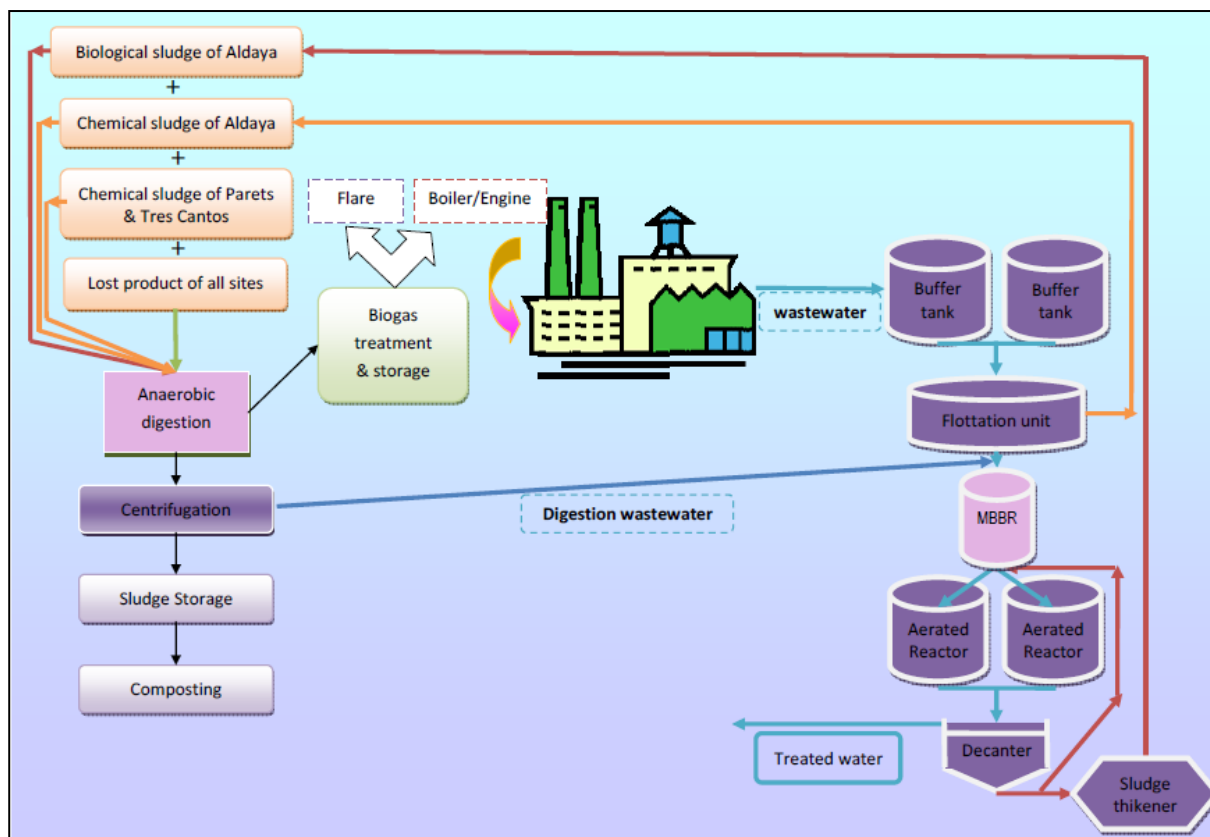


Figura 8.3 Diagrama (alternativa 2)

Tal y como se muestra en el diagrama, se propone hacer uso de los residuos de manera que se optimice su uso y conversión en energía. Se estudia, en esta segunda alternativa, la instalación de un digestor anaerobio que sirva para procesar el fango químico resultante de la cámara de flotación y el fango biológico salientes de la propia EDAR en Aldaya tal y fangos químicos de la EDAR de Parets y Tres Cantos, así como digerir el producto orgánico en las PPT provenientes de cada una de las cinco fábricas. Se propone también la instalación reactor específico de alta carga para incrementar la

capacidad de la EDAR. Este reactor se trataría de un lecho móvil MBBR<sup>7</sup> de 1.100 m<sup>3</sup> con un 35% de llenado con medio plástico donde los microorganismos se desarrollen y con una altura de agua de 6 m. Se influiría aire por la parte inferior del tanque, a través de 3 ventiladores de 2.800 Nm<sup>3</sup>/h o 90 kW cada uno.

Con el fin de poder conocer la cantidad de energía que se podría producir en este segundo escenario, se debe en primer lugar hacer un balance de materia del digestor anaerobio. En este caso, la materia entrante serán los fangos químicos y biológicos de la EDAR de Aldaya, las PPT de las cinco fábricas y los fangos químicos producidos en la EDAR correspondiente en las fábricas de Parets y Tres Cantos. La materia saliente serán lodos, gas metano y agua residual resultantes de la digestión anaerobia.

Se muestran en la tabla a continuación los valores de cantidad, volumen, TSS, DQO, nitrógeno y fósforo de los productos de entrada. Todos ellos han sido obtenidos a partir de la tabla de cálculo incluida en el apartado Alternativa 2 del ANEXO D. A la hora de calcular la cantidad de fangos biológicos entrantes, se ha tenido en cuenta el agua residual saliente del proceso de digestión anaerobio. El digestor anaerobio tratará un volumen medio de 90 m<sup>3</sup>/día y 15,5 t DQO/día.

Entrada	Total	Lodo Biológico	Lodo Químico	PPT
Cantidad (kg/d)	<b>91.825</b>	30.041	32.750	29.034
Volumen (m <sup>3</sup> /d)	<b>90</b>	30	33	28
TSS (kg/d)	<b>5.102</b>	1.352	3.750	0
DQO (kg/d)	<b>15.530</b>	1.352	7.500	6.678
N (kg/d)	<b>506</b>	81	225	200
P (kg/d)	<b>115</b>	27	75	13

Entrada	Total	Lodo Biológico	Lodo Químico			PPT				
		Aldaya	Aldaya	Tres Cantos	Parets	Aldaya	Tres Cantos	Sevilla	Parets	Salas
Cantidad (kg/d)	<b>91.825</b>	30.041	20.000	6.250	6.500	4.097	8.562	6.028	8.484	1.864
Volumen (m <sup>3</sup> /d)	<b>90</b>	30	20	6	7	4	8	6	8	2
TSS (kg/d)	<b>5.102</b>	1.352	1.200	1.250	1.300	0	0	0	0	0
DQO (kg/d)	<b>15.530</b>	1.352	2.400	2.500	2.600	942	1.969	1.386	1.951	429
N (kg/d)	<b>506</b>	81	72	75	78	28	59	42	59	13
P (kg/d)	<b>115</b>	27	24	25	26	2	4	3	4	1

Tabla 8.5 Tabla valores de entrada; Balance de Masas (alternativa 2)

<sup>7</sup> MBBR: Moving Bed Biofilm Reactor

A partir de estos valores de entrada, se calculan las cantidades y productos resultantes del proceso de digestión anaerobia tal y como se muestra en el apartado Alternativa 2 del ANEXO D. Tras el proceso de digestión anaerobia, el lodo saliente es tratado en una centrifugadora. Ésta será utilizada para separar el fango anaeróbico y la parte acuosa del lodo.

En la siguiente tabla se presentan los valores medios diarios y anuales de fangos resultantes generados, con una sequedad del 22% suponiendo el mismo valor de sequedad que el obtenido con la centrifugadora actual en la EDAR de Aldaya.

Fangos Anaerobios Producidos	Cantidad	Volumen
Diariamente	2.850 kg SS/d	13 m <sup>3</sup> /d
Anualmente	1.040 t SS/año	4.728 m <sup>3</sup> /año

Tabla 8.6 Tabla fangos resultantes digestión anaerobia; Balance de Masas (alternativa 2)

En cuanto a la parte acuosa, el agua residual resultante de la digestión anaerobia y un proceso de centrifugación del lodo, ésta será devuelta al proceso de depuración pues contiene todavía un alto nivel de concentración.

Agua Residual Anaerobia Producida	
Caudal diario	77,5 m <sup>3</sup> /d
TSS	3,2 g/L
DQO	44,5 g/L
N	4,3 g/L
P	0,8 g/L

Tabla 8.7 Tabla caudal y concentraciones en el agua residual resultante de digestión anaerobia; Balance de Masas (alternativa 2)

Como parte del balance de masas, en la tabla siguiente se presentan las producciones diarias y anuales de metano. Se estima el metano contenido en el gas de digestión en un 60%.

Gas Producido	
Metano Diario	3.814 Nm <sup>3</sup> /d
Metano Anual	1.392.194 Nm <sup>3</sup> /año

Tabla 8.8 Tabla producción metano; Balance de Masas (alternativa 2)



### 8.3. Alternativa 3

Como tercera alternativa se estudia el escenario siguiente (ver [Figura 8.4](#)), en que los productos de entrada al digestor anaerobio son:

- Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
- Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
- Fangos químicos resultantes de las EDAR en el resto de fábricas: Parets, Tres Cantos, Salas y Sevilla.

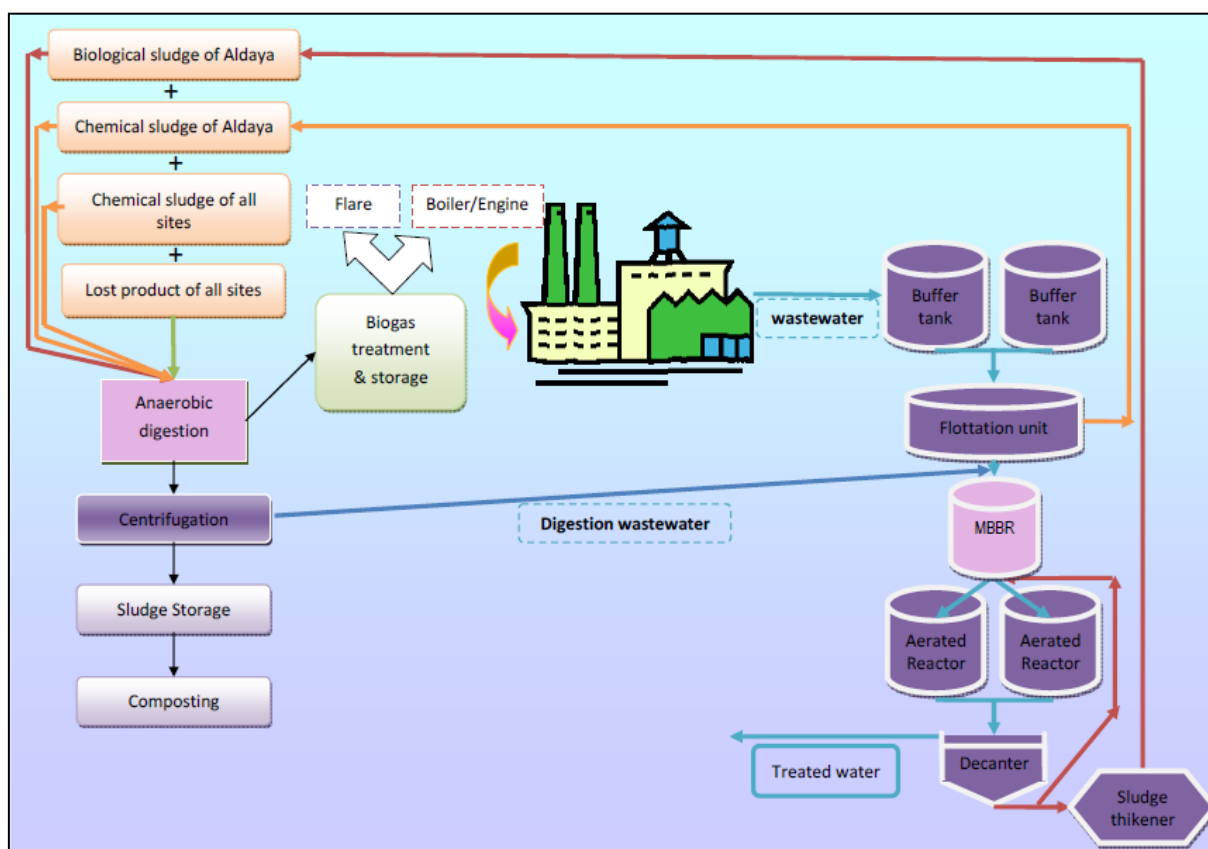


Figura 8.4 Diagrama (alternativa 3)

Tal y como se muestra en el diagrama, se propone hacer uso de los residuos de manera que se optimice su uso y conversión en energía. Se estudia, en esta tercera alternativa, la instalación de un digestor anaerobio que sirva para procesar el fango químico resultante de la cámara de flotación y el fango biológico salientes de la propia EDAR en Aldaya tal y como funciona actualmente, así como digerir el producto orgánico en las PPT y el fango químico provenientes de cada una de las cinco fábricas. Se propone también la instalación reactor específico de alta carga para incrementar la

capacidad de la EDAR. Este reactor se trataría de un lecho móvil MBBR<sup>8</sup> de 1.400 m<sup>3</sup> con un 35% de llenado con medio plástico donde los microorganismos se desarrollen y con una altura de agua de 6 m. Se influiría aire por la parte inferior del tanque, a través de 3 ventiladores de 3.600 Nm<sup>3</sup>/h o 130 kW cada uno.

Con el fin de poder conocer la cantidad de energía que se podría producir en este tercer escenario, se debe en primer lugar hacer un balance de materia del digestor anaerobio. En este caso, la materia entrante serán los fangos químicos y biológicos de la EDAR de Aldaya, las PPT de las cinco fábricas y los fangos químicos producidos en la EDAR correspondiente a cada una de las cinco fábricas. La materia saliente serán lodos, gas metano y agua residual resultantes de la digestión anaerobia.

Se muestran en la tabla a continuación los valores de cantidad, volumen, TSS, DQO, nitrógeno y fósforo de los productos de entrada. Todos ellos han sido obtenidos a partir de la tabla de cálculo incluida en el apartado Alternativa 3 del ANEXO D. A la hora de calcular la cantidad de fangos biológicos entrantes, se ha tenido en cuenta el agua residual saliente del proceso de digestión anaerobio. El digestor anaerobio tratará un volumen medio de 100 m<sup>3</sup>/día y 18 t DQO/día.

Entrada	Total	Lodo Biológico	Lodo Químico	PPT
Cantidad (kg/d)	<b>101.242</b>	33.458	38.750	29.034
Volumen (m <sup>3</sup> /d)	<b>100</b>	33	39	28
TSS (kg/d)	<b>6.456</b>	1.506	4.950	0
DQO (kg/d)	<b>18.083</b>	1.506	9.900	6.678
N (kg/d)	<b>588</b>	90	297	200
P (kg/d)	<b>142</b>	30	99	13

Entrada	Total	Lodo Biológico	Lodo Químico					PPT				
		Aldaya	Aldaya	Tres Cantos	Sevilla	Parets	Salas	Aldaya	Tres Cantos	Sevilla	Parets	Salas
Cantidad (kg/d)	<b>101.242</b>	33.458	20.000	6.250	4.000	6.500	2.000	4.097	8.562	6.028	8.484	1.864
Volumen (m <sup>3</sup> /d)	<b>100</b>	33	20	6	4	7	2	4	8	6	8	2
TSS (kg/d)	<b>6.456</b>	1.506	1.200	1.250	800	1.300	400	0	0	0	0	0
DQO (kg/d)	<b>18.083</b>	1.506	2.400	2.500	1.600	2.600	800	942	1.969	1.386	1.951	429
N (kg/d)	<b>588</b>	90	72	75	48	78	24	28	59	42	59	13
P (kg/d)	<b>142</b>	30	24	25	16	26	8	2	4	3	4	1

Tabla 8.9 Tabla valores de entrada; Balance de Masas (alternativa 3)

<sup>8</sup> MBBR: Moving Bed Biofilm Reactor

A partir de estos valores de entrada, se calculan las cantidades y productos resultantes del proceso de digestión anaerobia tal y como se muestra en el apartado Alternativa 3 del ANEXO D. Tras el proceso de digestión anaerobia, el lodo saliente es tratado en una centrifugadora. Ésta será utilizada para separar el fango anaeróbico y la parte acuosa del lodo.

En la siguiente tabla se presentan los valores medios diarios y anuales de fangos resultantes generados, con una sequedad del 22% suponiendo el mismo valor de sequedad que el obtenido con la centrifugadora actual en la EDAR de Aldaya.

Fangos Anaerobios Producidos	Cantidad	Volumen
Diariamente	3.643 kg SS/d	16,6 m <sup>3</sup> /d
Anualmente	1.330 t SS/año	6.043 m <sup>3</sup> /año

Tabla 8.10 Tabla fangos resultantes digestión anaerobia; Balance de Masas (alternativa 3)

En cuanto a la parte acuosa, el agua residual resultante de la digestión anaerobia y un proceso de centrifugación del lodo, ésta será devuelta al proceso de depuración pues contiene todavía un alto nivel de concentración.

Agua Residual Anaerobia Producida	
Caudal diario	83,3 m <sup>3</sup> /d
TSS	3,8 g/L
DQO	48,8 g/L
N	4,6 g/L
P	1,0 g/L

Tabla 8.11 Tabla caudal y concentraciones en el agua residual resultante de digestión anaerobia; Balance de Masas (alternativa 3)

Como parte del balance de masas, en la tabla siguiente se presentan las producciones diarias y anuales de metano. Se estima el metano contenido en el gas de digestión en un 60%.

Gas Producido	
Metano Diario	4.428 Nm <sup>3</sup> /d
Metano Anual	1.616.292 Nm <sup>3</sup> /año

Tabla 8.12 Tabla producción metano; Balance de Masas (alternativa 3)



## 9. IMPACTO EN LA EDAR DE ALDAYA

Cualquiera de las tres alternativas presentadas en el apartado anterior, conllevarán un impacto en la actual EDAR de Aldaya. A continuación se describe, para cada alternativa, cómo se verían modificados el balance de masas de la EDAR, la fase biológica, los consumos de oxígeno y la producción de fango.

### 9.1. Modificación de la fase biológica

Sumado al actual agua residual proveniente de la fábrica, la EDAR deberá tratar el agua residual resultante de la unidad de digestión anaerobia. El agua residual saliente de la unidad de digestión anaerobia será inyectada directamente a la fase de tratamiento biológico. El mayor impacto que esto representa sobre la EDAR es la necesidad de mejora en la eliminación de la DQO, N y P.

La calidad y cantidad de agua residual procedente de la fábrica debería ser la misma en el futuro. Sin embargo, la calidad y cantidad de agua residual procedente de la digestión anaerobia varía con cada alternativa. Las cargas a ser tratadas se han calculado para la situación de carga promedio, útil para el cálculo de costes operativos, y para la situación de máxima carga el 90% del tiempo, útil para el cálculo del diseño de la unidad de digestión. Para los valores de carga máxima aportada por la digestión anaerobia, se ha supuesto un valor igual al del valor medio multiplicado por 1,05.

Las nuevas cargas de DQO y de nitrógeno serán tratadas incrementando la capacidad de aireación en la fase biológica. En cuanto al fósforo, no es posible conocer la carga total puesto que no ha sido posible encontrar datos de análisis de fósforo en el agua residual entrante a la fase biológica. Aun así, conocemos la carga extra de P debido al agua residual resultante de la unidad de digestión. Durante la fase de tratamiento biológico, 1 g de P será asimilado por los microorganismos por 100 g de DBO<sub>5</sub> eliminada y el resto de P deberá ser tratado mediante la inyección de cloruro férrico.

En la tabla a continuación se presentan las cargas de DQO y N a tratar en la fase biológica de la EDAR, así como la carga extra de P a ser tratada mediante cloruro férrico:

Cargas a ser tratadas en la fase biológica	Actualmente	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>Carga DBO<sub>5</sub> media</b>				
Carga DBO <sub>5</sub> de fábrica	1.260 kg O <sub>2</sub> /d	1.260 kg O <sub>2</sub> /d	1.260 kg O <sub>2</sub> /d	1.260 kg O <sub>2</sub> /d
Carga DBO <sub>5</sub> de digestión anaerobia	0 kg O <sub>2</sub> /d	2.140 kg O <sub>2</sub> /d	3.450 kg O <sub>2</sub> /d	4.060 kg O <sub>2</sub> /d
Carga DBO <sub>5</sub> a tratar en total	1.260 kg O <sub>2</sub> /d	3.400 kg O <sub>2</sub> /d	4.710 kg O <sub>2</sub> /d	5.320 kg O <sub>2</sub> /d
<b>Carga DBO<sub>5</sub> máxima el 90% del tiempo</b>				
Carga DBO <sub>5</sub> de fábrica	1.770 kg O <sub>2</sub> /d	1.770 kg O <sub>2</sub> /d	1.770 kg O <sub>2</sub> /d	1.770 kg O <sub>2</sub> /d
Carga DBO <sub>5</sub> de digestión anaerobia	0 kg O <sub>2</sub> /d	2.250 kg O <sub>2</sub> /d	3.620 kg O <sub>2</sub> /d	4.260 kg O <sub>2</sub> /d
Carga DBO <sub>5</sub> a tratar en total	1.770 kg O <sub>2</sub> /d	4.020 kg O <sub>2</sub> /d	5.390 kg O <sub>2</sub> /d	6.030 kg O <sub>2</sub> /d
<b>Carga N media</b>				
Carga N de fábrica	177 kg N/d	177 kg N/d	177 kg N/d	177 kg N/d
Carga N de digestión anaerobia	0 kg N/d	240 kg N/d	340 kg N/d	380 kg N/d
Carga N a tratar en total	177 kg N/d	417 kg N/d	517 kg N/d	557 kg N/d
<b>Carga N máxima el 90% del tiempo</b>				
Carga N de fábrica	215 kg N/d	215 kg N/d	215 kg N/d	215 kg N/d
Carga N de digestión anaerobia	0 kg N/d	252 kg N/d	357 kg N/d	399 kg N/d
Carga N a tratar en total	215 kg N/d	467 kg N/d	572 kg N/d	614 kg N/d
<b>Carga extra P a tratar</b>				
Carga P de digestión anaerobia	-	31 kg P/d	66 kg P/d	82 kg P/d
Carga P asimilada durante fase biológica	-	21 kg P/d	35 kg P/d	41 kg P/d
Carga P a tratar mediante FeCl <sub>3</sub>	-	10 kg P/d	31 kg P/d	41 kg P/d

Tabla 9.1 Tabla nuevas cargas a tratar en fase biológica

En el escenario de la primera alternativa, con una carga media de 3.400 kg DBO<sub>5</sub>/d y 417 kg N/d, el reactor actual es capaz de tratar la polución orgánica de nitrógeno con una concentración de fango de 5,1 g MLVSS<sup>9</sup>/litro (7,6 g SS/l). El ratio F/M<sup>10</sup> será de 0,095 kg DBO<sub>5</sub>/kg MLVSS al día en el caso de carga media.

Con una carga máxima de 4.020 kg DBO<sub>5</sub>/d y 491 kg N/d, el ratio F/M alcanzará el valor de 0,118 kg DBO<sub>5</sub>/kg MLVSS al día. Por lo tanto, para tratar dicha carga serán necesarios 300 kW de potencia de aireación. Para ello será necesaria, además de los 4 aireadores actuales de 30 kW cada uno, la instalación de 180 kW (por ejemplo, 4 aireadores de 45 kW).

<sup>9</sup> MLVSS: Sólidos en Suspensión Volátiles en Materia Líquida

<sup>10</sup> Ratio F/M: Food to Microorganisms Ratio

En el escenario de la segunda alternativa, las nuevas cargas no podrán ser tratadas con la actual instalación aun e instalando nuevos aireadores, pues es necesario incrementar el volumen del reactor. Se propone, para esta alternativa, añadir un reactor específico de alta carga para aumentar la capacidad de la EDAR. Éste será un MBBR<sup>11</sup> de 1.100 m<sup>3</sup> llenado en un 35% de medio plástico dando lugar a los microorganismos a desarrollarse y con una altura de agua de 6 m. En la parte inferior del tanque se introducirá aire mediante tres sopladores de 2.800 Nm<sup>3</sup>/h. El agua pre tratada saliente del reactor entrará entonces en los actuales reactores de aireación para tratar el resto de polución orgánica y el nitrógeno. En el actual reactor biológico, se insertará también parte del agua residual by-paseando el reactor MBBR con el fin de potenciar la des nitrificación.

En el caso de la tercera alternativa, al igual que en el caso de la alternativa 2, las nuevas cargas no podrán ser tratadas con la actual instalación aun e instalando nuevos aireadores, pues es necesario incrementar el volumen del reactor. Se propone, también en este caso, añadir un reactor específico de alta carga para aumentar la capacidad de la EDAR. Éste será un MBBR de 1.400 m<sup>3</sup> llenado en un 35% de medio plástico dando lugar a los microorganismos a desarrollarse y con una altura de agua de 6 m. En la parte inferior del tanque se introducirá aire mediante tres sopladores de 3.600 Nm<sup>3</sup>/h. El agua pre tratada saliente del reactor entrará entonces en los actuales reactores de aireación para tratar el resto de polución orgánica y el nitrógeno. En el actual reactor biológico, se insertará también parte del agua residual by-paseando el reactor MBBR con el fin de potenciar la des nitrificación.

## **9.2. Impacto en el consumo de oxígeno y electricidad**

La cantidad de oxígeno necesario en la planta, y la correspondiente electricidad que la inserción del mismo conlleva, varían con cada alternativa. La necesidad de oxígeno en el 2010 fue de media 1.890 kg O<sub>2</sub>/d, lo que corresponde a 1.718 kWh/d o 627 MWh/año. En la tabla a continuación se muestran las necesidades diarias de oxígeno para cada escenario, así como el consumo eléctrico diario y anual necesario para satisfacer la demanda de oxígeno.

---

<sup>11</sup> MBBR: *Moving Bed Bio Reactor*

Necesidades de oxígeno y consumo de electricidad	Actualmente	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Necesidad media de oxígeno	1.890 kg O <sub>2</sub> /d	4.960 kg O <sub>2</sub> /d	6.839 kg O <sub>2</sub> /d	7.729 kg O <sub>2</sub> /d
Consumo diario electricidad medio	1.718 kWh/d	4.509 kWh/d	6.789 kWh/d	7.768 kWh/d
Consumo anual electricidad medio	627 MWh/año	1.646 MWh/año	2.478 MWh/año	2.835 MWh/año

Tabla 9.2 Tabla nuevos consumos de oxígeno y electricidad

El considerable aumento de electricidad en las alternativas 2 y 3 respecto a la alternativa 1 es debido al uso de un reactor biológico MBBR, pues consume alrededor de un 15% más de electricidad que otros reactores comunes. Sin embargo, el tipo de tecnología de un MBBR tiene una huella de carbono aproximadamente 6,5 veces menor que un reactor clásico.

### 9.3. Impacto en la producción de fangos biológicos

En el 2010, se produjeron de media en la EDAR de Aldaya 454 kg TSS/día de fangos biológicos. La cantidad producida variará según la alternativa. A continuación se muestran las producciones de fango biológico diarias y anuales para cada escenario. Sin embargo, a diferencia de en la actualidad, este fango será tratado en el digestor anaerobio y no deberá ser recogido por una empresa externa.

Producción fango biológico	Actualmente	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Producción diaria de fango (kg SS/d)	454	1.025	1.352	1.506
Producción anual de fango (t SS/año)	179	374	493	550

Tabla 9.3 Tabla cantidades producción fango biológico cada alternativa

El espesador de fangos de la EDAR de Aldaya tiene una capacidad de 30 m<sup>3</sup>/h y 300 kg TSS/h. Las cantidades mostradas en el cuadro anterior serían espesadas hasta un 4,5 % mediante el espesador, como paso previo a ser enviadas a la unidad de digestión anaerobia y el agua resultante sería inyectada al tratamiento biológico.



## 9.4. Diseño de equipos principales

En cada alternativa, el digestor anaerobio tratará cantidades diferentes de materia entrante, de generación de biogás y de fango resultante. Es por esto que se determina a continuación como se deben diseñar, y para cada escenario, cada equipo básico.

El tanque digestor, donde va a tener lugar la digestión anaerobia de la materia entrante, deberá contener una carga volumétrica media de 4,5 kg DQO/m<sup>3</sup>/d y tener un tiempo de retención de 30 días. Para ello las características del tanque deberán ser las siguientes:

Diseño tanque de digestión	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Volumen de agua	2.245 m <sup>3</sup>	3.451 m <sup>3</sup>	4.019 m <sup>3</sup>
Altura del agua	5 m	5 m	5 m
Superficie	449 m <sup>2</sup>	690 m <sup>2</sup>	804 m <sup>2</sup>
Diámetro	23,9 m	29,6 m	32 m

Tabla 9.4 Diseño tanque de digestión

Por otro lado, la centrifugadora deberá de ser utilizada más o menos horas dependiendo de la cantidad de fango a tratar saliente del tanque digestor. Actualmente tiene una capacidad de 6,5 m<sup>3</sup>/h. En la tabla a continuación se muestra la cantidad de fango a tratar en la centrifugadora en cada caso y el tiempo respectivo que deberá de ser utilizada la centrifugadora.

Centrifugadora	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Fango resultante a tratar	70 m <sup>3</sup> /d	90 m <sup>3</sup> /d	100 m <sup>3</sup> /d
Uso del equipo	11 h/d	14 h/d	15 h/d

Tabla 9.5 Diseño depósito de biogás

El depósito de gas resultante de la digestión deberá ser también dimensionado para cada alternativa. El biogás contendrá un 60% de metano y un tiempo de retención de 3 horas. El volumen del tanque deberá ser el siguiente:

Depósito de biogás	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Volumen tanque	530 m <sup>3</sup>	800 m <sup>3</sup>	930 m <sup>3</sup>

Tabla 9.6 Diseño depósito de biogás



El biogás contiene otros gases,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{H}_2\text{O}$  en su mayoría. Se deberá eliminar estos gases antes de utilizarlo. Por otro lado, se instalará un quemador de gas para quemar aquel gas que no se utilice. Parte del calor producido se utilizará para mantener el reactor de digestión a  $37^\circ\text{C}$ .

## 10. NECESIDAD Y GENERACIÓN DE ENERGÍA

Se muestran a continuación las necesidades actuales de energía en la EDAR de Aldaya así como las necesidades y generación de energía futuras en el caso de cada alternativa estudiada. Éste será un punto decisivo a la hora de realizar el estudio económico, pues será básico para el proyecto entender la compensación entre la energía generada a partir del gas metano resultante del proceso de biodigestión y el incremento de energía necesaria para el funcionamiento de la EDAR en cada alternativa.

### 10.1. Necesidades energéticas actuales de la planta de Aldaya

Las necesidades energéticas actuales de la fábrica de Aldaya son tanto eléctricas como de calor. Se muestran a continuación las cantidades consumidas de cada tipo durante el año 2010.

#### 10.1.1. Electricidad

Según datos aportados por la Compañía, la electricidad consumida en el 2010 en la planta de Aldaya es de un total de 25.382 MWh. Tal y como se muestra en la tabla a continuación, el consumo de electricidad superó siempre los 1.700 MWh/mes.

Electricidad	01/10	02/10	03/10	04/10	05/10	06/10	07/10	08/10	09/10	10/10	11/10	12/10	2010
Ratio (kWh/t)	177	175	165	191	203	200	217	226	195	193	179	193	193
Consumo (MWh)	1.912	1.735	2.118	1.938	2.183	2.296	2.509	2.427	2.356	2.206	1.903	1.798	25.382
Coste (k€)	173	186	175	50	143	195	264	132	176	142	146	185	1.868
Coste Unitario (€/MWh)	91	107	83	26	65	85	105	54	75	64	77	103	74

Tabla 10.1 Consumo electricidad actual

### 10.1.2. Calor

Según datos aportados por la Compañía, la energía térmica consumida en la fábrica de Aldaya en el 2010 es de un total de 36.863 MWh. Tal y como se muestra en la tabla a continuación, el consumo de energía térmica superó cada mes los 2.900 MWh/mes.

Calor	01/10	02/10	03/10	04/10	05/10	06/10	07/10	08/10	09/10	10/10	11/10	12/10	2010
Ratio (kWheq/t)	312	296	270	287	290	265	256	274	250	270	280	325	281
Consumo (MWh)	3.371	2.936	3.464	2.918	3.120	3.049	2.971	2.937	3.021	3.088	2.968	3.020	36.863
Coste (k€)	71	78	78	71	77	81	39	67	69	77	66	67	842
Coste Unitario (€/MWh)	21	27	23	24	25	27	13	23	23	25	22	22	23

Tabla 10.2 Consumo energía térmica actual

## 10.2. Caldera: Generación de calor

Una de las opciones a estudiar es la transformación del gas metano en calor. Para ello se debe o bien instalar una caldera específica para tratar el biogás, o adaptar una caldera existente en la planta instalando en ella un proceso necesario para quemar el gas sobrante.

Suponiendo un rendimiento de la caldera del 92% y que parte del calor generado se utilizará para la mantención de la temperatura del reactor del digestor anaerobio a 37°C, se calculan, a partir de las cantidades de metano producidas estimadas en cada alternativa, el valor medio del potencial calor producido en cada una de ellas. La tabla resumen a continuación muestra, de los potenciales 9.114 MWh/año del metano, la cantidad media de calor producido diaria y anualmente que puede ser potencialmente utilizado en la fábrica.

Caldera: generación de Calor	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Calor generado utilizable en fábrica por día (kWh/d)	22.226	33.912	39.408
Calor generado utilizable en fábrica por año (MWh/año)	8.112	12.378	14.384

Tabla 10.3 Caldera: Generación media de calor potencialmente utilizada en fábrica

Tal y como se indica en el apartado anterior (10.1.2.Calor), se consumieron en la planta de Aldaya en 2010 un total de 36.863 MWh de energía térmica. Por lo tanto, en el caso de tratar el biogás mediante una caldera, el calor resultante de la digestión anaeróbica podría cubrir respectivamente en cada alternativa, el 22%, 34% y 39% de la necesidad de calor en la planta.

### 10.3. Cogeneración: Generación de calor y electricidad

Otra opción a estudiar es la transformación del gas metano en calor y electricidad mediante una unidad de cogeneración. Para ello se debe instalar una unidad de cogeneración para tratar el biogás, de determinado tamaño en cada alternativa. Las unidades de cogeneración deberán tener el tamaño mostrado a continuación en cada alternativa estudiada.

Cogeneración: generación de Calor y Electricidad	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Tamaño requerido unidad de cogeneración (kWel)	385	585	679

Tabla 10.4 Tamaño requerido unidad cogeneración

En cuanto a la generación de calor, se supone en esta ocasión una eficiencia de recuperación del calor de 46.5% y que parte del calor generado se utilizará para la mantención de la temperatura del reactor del digester anaerobio a 37°C. Se calculan, a partir del valor estimado de gas metano producido, el valor medio del potencial calor producido en cada alternativa. La tabla resumen a continuación muestra la cantidad, de los potenciales 9.114 MWh/año del metano, media de calor producido diaria y anualmente que puede ser potencialmente utilizado en la fábrica.

<b>Cogeneración: generación de Calor y Electricidad</b>	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>	<b>Alternativa 3</b>
Calor generado utilizable en fábrica por día (kWh/d)	10.865	16.644	19.361
Calor generado utilizable en fábrica por año (MWh/año)	3.966	6.075	7.067

**Tabla 10.5 Cogeneración: Generación media de calor potencialmente utilizada en fábrica**

Tal y como se indica en un apartado anterior (10.1.2.Calor), se consumieron en la planta de Aldaya en 2010 un total de 36.863 MWh de energía térmica. Por lo tanto, en el caso de tratar el biogás mediante una unidad de cogeneración, el calor resultante de la digestión anaeróbica podría cubrir respectivamente en cada alternativa, el 11%, 16% y 19% de la necesidad de calor en la planta.

Por otro lado, en cuanto a la generación de electricidad, se establece para este estudio un valor de 37% de eficiencia de la unidad de cogeneración en la generación de electricidad. La tabla resumen a continuación muestra la cantidad, de los potenciales 9.114 MWh/año del metano, media de electricidad producida diaria y anualmente que puede ser utilizada en la fábrica.

<b>Cogeneración: generación de Calor y Electricidad</b>	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>	<b>Alternativa 3</b>
Electricidad generada por día (kWh/d)	9.239	14.042	16.302
Electricidad generada por año (MWh/año)	3.080	4.681	5.434

**Tabla 10.6 Cogeneración: Generación media de electricidad**

Con el objetivo de evaluar el mayor número de escenarios posibles y analizar sus resultados económicos, se ha decidido estudiar dos opciones de uso de la electricidad generada:

- Utilizar la electricidad en la fábrica de Aldaya
- Conectar la producción de electricidad a la red eléctrica y vender la electricidad a una Compañía eléctrica en España

### **10.3.1. Electricidad utilizada en la fábrica de Aldaya**

En el caso de utilizar la electricidad en la fábrica, puesto que se consumieron en la planta de Aldaya en 2010 un total de 25.382 MWh de electricidad, la electricidad resultante de la digestión

anaeróbica podría cubrir respectivamente en cada alternativa, el 12%, 18% y 21% de la electricidad consumida en planta.

### **10.3.2. Electricidad vendida**

Sin embargo, en el caso de conectar la producción de electricidad saliente de la unidad de cogeneración a la red eléctrica, la energía eléctrica puede venderse a la Compañía eléctrica por 100,38 €/MWh. El cálculo de esta tarifa ha sido realizado siguiendo el procedimiento establecido en el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial. Los cálculos realizados se muestran el ANEXO E.





## 11. ESTUDIO ECONÓMICO

Tras realizar un análisis técnico de las tres alternativas y entender el alcance de las modificaciones a realizar en la EDAR de Aldaya para cada una de ellas, se debe evaluar cada uno de los escenarios desde un punto de vista económico. Para cada una de las alternativas se evaluará a continuación el coste de inversión en cada caso, los nuevos costes operacionales y los ahorros derivados de la nueva modalidad de gestión de residuos. Tras el cálculo y evaluación de los costes en cada escenario, se procederá a realizar un balance financiero para entender la inversión real que supone para la empresa y el retorno sobre la inversión que supone cada una de ellas.

### 11.1. Costes de inversión

Los costes de inversión varían en cada escenario, según la alternativa y según la modalidad escogida para generar energía. En cada escenario a analizar se debe invertir, eso sí, en los mismos elementos de modificación de la EDAR y gestión de residuos actual. Los elementos a añadir o modificar en los que se deberá invertir son los descritos a continuación:

#### 11.1.1. Unidad de digestión anaerobia

Se deberán añadir elementos y modificar otros existentes en la EDAR de Aldaya actual para adaptarla a las necesidades de cada escenario. En cuanto a lo que el proceso de digestión anaerobia se refiere se deberá invertir en:

- Recepción de residuos entrantes y proceso de alimentación del digestor anaerobio. Se deberán instalar, entre otros, un tanque refrigerado para el almacenaje de las PPT, tanques para el almacenaje de los fangos biológicos y físico-químicos, tuberías y bombas, tanque de alimentación del digestor, sistema de precalentamiento de las materias entrantes al digestor, etc.
- La instalación de un reactor de digestión anaerobia. Esto incluye un tanque con agitadores, sondas, sistema de calentamiento, etc.
- Procesado de fangos. Se deberán instalar todos aquellos elementos necesarios para asegurar la alimentación de fangos a la centrifugadora, un nuevo almacenaje de fangos salientes de la centrifugadora y de recogida de fugas resultantes durante la centrifugación.

- El tratamiento del gas resultante del proceso de digestión anaerobia, instalación de antorcha, tanque de almacenaje de gas, etc.
- Elementos necesarios para utilizar el gas resultante del proceso de digestión anaerobia, ya sea una caldera o una unidad cogeneración y red de calor.

#### **11.1.2. Modificaciones de la EDAR**

En el caso de la alternativa 1, se deberá invertir en la instalación de nuevos aireadores en los tanques de tratamiento biológico actuales. Tal y como se determina en el apartado 9.1 Modificación del balance de masas, se calcula será necesaria la instalación de 4 aireadores de 45 kW (total de 180 kW). En las alternativas 2 y 3, se deberá instalar un lecho móvil MBBR de 1.100 m<sup>3</sup> en el primer caso y de 1.400 m<sup>3</sup> en el segundo.

#### **11.1.3. Premisas técnicas**

Aquí se incluyen los elementos para el almacenaje de producto y tratamiento de olores, una sala de máquinas y sala de ventiladores para las alternativas 2 y 3.

#### **11.1.4. Otros costes**

Se estima un valor económico para los gastos durante la instalación en electricidad, supervisión y funcionamiento automático, excavaciones y conexiones, estudios y riesgos.

#### **11.1.5. Centrifugadoras**

Se deberán instalar centrifugadoras en las EDAR de cada fábrica que envíe sus fangos físico-químicos a la EDAR de Aldaya. Se pretende, con esto, asegurar la sequedad suficiente de estos fangos y ahorrar así en el volumen a transportar. Se deberá invertir en la instalación de éstas centrifugadoras solamente en las alternativas 2 y 3, pues en la alternativa 1 no se gestionan los fangos de las EDAR de otras fábricas en el digestor anaerobio.

Tras ser evaluados económicamente los descritos elementos, se muestran a continuación los costes de inversión estimados para cada escenario.

Costes de Inversión	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración
<b>Total</b>	<b>3.036 k€</b>	<b>3.544 k€</b>	<b>4.161 k€</b>	<b>4.755 k€</b>	<b>4.767 k€</b>	<b>5.473 k€</b>
Unidad de digestión anaerobia	1.445 k€	1.685 k€	1.660 k€	2.000 k€	1.815 k€	2.255 k€
<i>Recepción producto</i>	610 k€		635 k€		665 k€	
<i>Reactor digestión anaerobia</i>	415 k€		515 k€		565 k€	
<i>Procesado de fangos</i>	60 k€		80 k€		95 k€	
<i>Tratamiento gas</i>	240 k€		280 k€		310 k€	
<i>Uso gas</i>	120 k€	360 k€	150 k€	490 k€	180 k€	620 k€
Modificaciones EDAR	180 k€		459 k€		531 k€	
Premisas técnicas	400 k€	500 k€	530 k€	630 k€	580 k€	680 k€
Otros costes	1.038 k€	1.179 k€	1.202 k€	1.365 k€	1.291 k€	1.457 k€
Centrifugadoras	-		310 k€		550 k€	

Tabla 11.1 Costes de Inversión

Se ha decidido acotar el estudio de los costes de inversión a aquello relevante propiamente al proceso de digestión anaerobia y tratamiento de gas resultante, y por lo tanto no se han tenido en cuenta en los costes de inversión siguientes:

- la conexión a la red eléctrica en el caso de optar por vender la electricidad a una Compañía eléctrica
- el extrusor de PPTs

Aun así no debe olvidarse que en el caso de ser aceptada y ejecutada alguna de las alternativas, deberán obtenerse los valores de los mismos.

## 11.2. Costes operacionales y ahorros

De la misma forma que los costes de inversión varían en cada escenario, según la alternativa y modalidad escogida para generar energía, la estimación de los costes operacionales y ahorros también varían en cada caso. En cada escenario a analizar se generarán nuevos costes operacionales extras y se ahorrarán otros. Los costes operacionales extras y a ahorrar se describen a continuación divididos por apartados.

### 11.2.1. Costes operacionales nuevos – Unidad de digestión anaerobia

Los costes operacionales consecuencia del funcionamiento de la unidad de digestión anaerobia son:

- Consumo de electricidad. El coste de esto se basa en el precio medio pagado por la fábrica de Aldaya en 2010.
- Gastos de funcionamiento. Como son analíticas y la mano de obra (estimada en 70-90% de jornada completa).
- Gastos de mantenimiento. Aquí se incluye la mano de obra necesaria para el mantenimiento y la renovación de la maquinaria para mantenerla al día. El coste de dicho mantenimiento al día de la maquinaria se estima en un 6% del valor del CAPEX<sup>12</sup> para la opción de uso de caldera y de un 15-20% para la opción de cogenerador.
- Gastos de gestión de fangos. Este coste se basa en el precio medio pagado por la fábrica de Aldaya en 2010.
- Consumo de químicos. Se incluye en este valor el coste de químicos utilizados para la corrección del pH, anti espuma, polímero, etc.

### 11.2.2. Costes operacionales nuevos – Costes extras en la EDAR de Aldaya

Se tienen en cuenta en este apartado los costes operacionales a añadir a los actuales en la EDAR de Aldaya.

- Consumo de electricidad debido al consumo extra de energía por parte de los nuevos aireadores y el MBBR. Este coste se basa en el precio medio pagado por la fábrica de Aldaya en 2010.
- Gastos de funcionamiento como es la mano de obra (estimada en 1,5-2,5 horas extra de trabajo a la semana).
- Gastos de mantenimiento. Aquí se incluye la mano de obra necesaria para el mantenimiento y la renovación de la maquinaria para mantenerla al día. El coste de dicho mantenimiento al día de la maquinaria se estima en un 6% del valor del CAPEX.
- Consumo de químicos. Se incluye en este valor el coste del cloruro férrico, el consumo extra de polímero para espesar el fango biológico, etc.

---

<sup>12</sup> CAPEX: Capital Expenditure (Inversiones en Bienes Capitales)

### 11.2.3. Costes operacionales nuevos – Costes extras de transporte

En cuanto a los costes de transporte, se tendrán en cuenta los nuevos recorridos de transporte de fangos químicos de las distintas fábricas a la EDAR de Aldaya. Por el contrario, no se supondrá como extra coste el transporte de los PPT desde las diferentes fábricas hasta la EDAR de Aldaya, pues se considera a efectos del estudio que dichos costes serán similares a los que se tienen actualmente por el transporte y destrucción de las PPTs.

### 11.2.4. Ahorro de costes – Gestión de fangos y PPTs

Referente a la gestión de fangos y PPTs, se tienen en cuenta los siguientes ahorros:

- En las tres alternativas, se ahorrarán los actuales costes de destrucción de las PPT generadas en las fábricas en Tres Cantos, Sevilla, Salas, Parets y los actuales costes de transporte y destrucción de las PPT generadas en la fábrica de Aldaya.
- En las tres alternativas, los actuales fangos físico-químicos y biológicos generados en la EDAR de Aldaya no deberán ser tratados más.
- En la alternativa 2, los fangos físico-químicos generados en las EDAR de Tres Cantos y Parets no deberán ser retirados junto a los biológicos. El ahorro de cal no se ha tenido en cuenta.
- En la alternativa 3, los fangos físico-químicos generados en las EDAR de Tres Cantos, Sevilla, Salas y Parets no deberán ser retirados junto a los biológicos. El ahorro de cal no se ha tenido en cuenta.

### 11.2.5. Ahorro de costes – Ahorro de energía

En cuanto al ahorro energético en cada alternativa, variará según se trate el gas resultante con caldera o mediante cogeneración.

- En el caso de tratar el biogás mediante caldera, parte del consumo de energía térmica de la fábrica de Aldaya podrá ser cubierto por la generación de calor a partir del gas de digestión. El calor resultante de la digestión anaeróbica podría cubrir respectivamente en cada alternativa, el 22%, 34% y 39% de la necesidad de calor en la planta.
- En el caso de tratar el biogás en una unidad de cogeneración, parte del consumo de energía térmica de la fábrica de Aldaya podrá ser cubierto por la generación de calor a

partir del gas de digestión (en cada alternativa respectivamente, el 11%, 16% y 19% de la necesidad de calor en la planta).

- En el caso de tratar el biogás en una unidad de cogeneración también parte del consumo de electricidad de la fábrica de Aldaya puede ser cubierto por la generación de electricidad a partir del gas de digestión (en cada alternativa respectivamente, el 12%, 18% y 21% de la electricidad consumida en planta) o bien puede ser vendida la electricidad a una Compañía eléctrica, suponiendo ello un ingreso económico. Se ha tenido en cuenta para el cálculo de este escenario de venta de electricidad, un precio de venta medio de 100,38 €/MWh obtenido a partir del cálculo en detalle del valor de la tarifa regulada única en cada alternativa. Dichos cálculos pueden encontrarse en el ANEXO E.

Tras ser evaluados económicamente los descritos costes operacionales y basados en las estimaciones para cada alternativa, se muestran a continuación los costes operacionales y ahorros resultantes estimados para cada escenario.

En los valores indicados a continuación se observa que únicamente en la alternativa 1 los ahorros superan a los costes extras operacionales independientemente del tipo de uso del biogás, mientras que en las alternativas 2 y 3 solamente en el caso de tratar el biogás mediante un proceso de cogeneración la diferencia entre ahorro y costes extras es positiva.



	Precio	Alternativa 1				Alternativa 2				Alternativa 3			
		Cantidad	Caldera	Cogeneración		Cantidad	Caldera	Cogeneración		Cantidad	Caldera	Cogeneración	
			E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
Total			216.215 €	376.378 €	295.129 €		- 16.195 €	244.301 €	120.812 €		- 130.782 €	173.211 €	29.844 €
OPEX unidad de digestión anaerobia			- 263.161 €	- 316.761 €	- 316.761 €		- 416.484 €	- 480.884 €	- 480.884 €		- 483.253 €	- 556.453 €	- 556.453 €
Electricidad	74 €/MWh	1.459 MWh/año	- 107.990 €			2.071 MWh/año	- 153.227 €			2.210 MWh/año	- 163.555 €		
Gastos de funcionamiento			- 59.129 €				- 64.605 €				- 70.080 €		
Mano de obra	27 €/h	1.420 h/año	- 38.329 €			1.622 h/año	- 43.805 €			1.825 h/año	- 49.280 €		
Análisis	200 €/set	104 set	- 20.800 €			104 set	- 20.800 €			104 set	- 20.800 €		
Gastos de mantenimiento			- 39.204 €	- 92.804 €	- 92.804 €		- 46.020 €	- 110.420 €	- 110.420 €		- 51.255 €	- 124.455 €	- 124.455 €
Mano de obra	27 €/h	52 h/año	- 1.404 €			60 h/año	- 1.620 €			65 h/año	- 1.755 €		
Equipamiento al día	6% del CAPEX	630k€ (caldera) 870k€ (cogen.)	- 37.800 €	- 91.400 €	- 91.400 €	740k€ (caldera) 1.080k€ (cogen.)	1.080.000 €	- 108.800 €	- 108.800 €	825k€ (caldera) 1.265k€ (cogen.)	- 49.500 €	- 122.700 €	- 122.700 €
Gestión de fangos	24,216 €/t fango	1.934 t/año	- 46.838 €			4.728 t/año	- 114.505 €			6.043 t/año	- 146.348 €		
Consumo de químicos			- 10.000 €				- 38.128 €				- 52.014 €		
Necesidades varias			- 10.000 €				- 10.000 €				- 10.000 €		
Polímero para centrifugar	4.000 €/t	0 t/año	0 €			7 t/año	- 28.128 €			11 t/año	- 42.014 €		
OPEX extra EDAR Aldaya			- 101.827 €				- 187.309 €				- 227.641 €		
Electricidad	74 €/MWh	1.019 MWh/año	- 75.396 €			1.851 MWh/año	- 136.957 €			2.028 MWh/año	- 163.401 €		
Gastos de funcionamiento			- 2.106 €				- 2.808 €				- 3.510 €		
Mano de obra	27 €/h	78 h/año	- 2.106 €			104 h/año	- 2.808 €			130 h/año	- 3.510 €		
Gastos de mantenimiento			- 10.800 €				- 8.700 €				- 9.900 €		
Equipamiento al día	6% del CAPEX	180.000 €	- 10.800 €			145.000 €	- 8.700 €			165.000 €	- 9.900 €		
Consumo de químicos			- 13.525 €				- 38.844 €				- 50.830 €		
Cloro férrico	220 €/t	49 t/año	- 10.789 €			157 t/año	- 34.438 €			207 t/año	- 45.639 €		
Polímero espesador de fango	4.000 €/t	0,7 t/año	- 2.736 €			1,1 t/año	- 4.405 €			1,3 t/año	- 5.191 €		
OPEX extra transporte			0 €				- 195.143 €				- 310.220 €		
Fango físico-químico			0 €				- 195.143 €				- 310.220 €		
Tres Cantos	65,99 €/t					2.281 t/año	- 150.540 €			2.281 t/año	- 150.540 €		
Parets	18,80 €/t					2.373 t/año	- 44.603 €			2.373 t/año	- 44.603 €		
Sevilla	71,49 €/t									1.460 t/año	- 104.375 €		
Salas	14,66 €/t									730 t/año	- 10.702 €		
PPT			0 €				0 €				0 €		
Tres Cantos		3.397 t/año	0 €			3.397 t/año	0 €			3.397 t/año	0 €		
Parets		3.391 t/año	0 €			3.391 t/año	0 €			3.391 t/año	0 €		
Sevilla		1.914 t/año	0 €			1.914 t/año	0 €			1.914 t/año	0 €		
Salas		805 t/año	0 €			805 t/año	0 €			805 t/año	0 €		
Ahorro fangos y PPTs			394.616 €				498.050 €				559.499 €		
Fango físico-químico			49.110 €				152.544 €				213.993 €		
Aldaya (biológico y químico)	24,216 €/t fango	2.028 t/año	49.110 €			2.028 t/año	49.110 €			2.028 t/año	49.110 €		
Tres Cantos (químico)	110,11 €/tSS fango		0 €			456 tSS/año	50.240 €			456 tSS/año	50.240 €		
Parets(químico)	112,10 €/tSS fango		0 €			475 tSS/año	53.194 €			475 tSS/año	53.194 €		
Sevilla(químico)	96,89 €/tSS fango		0 €				0 €			292 tSS/año	28.292 €		
Salas(químico)	227,10 €/tSS fango		0 €				0 €			146 tSS/año	33.157 €		
PPT			345.506 €				345.506 €				345.506 €		
Aldaya	56 €/t	1.663 t/año	92.542 €			1.663 t/año	92.542 €			1.663 t/año	92.542 €		
Tres Cantos	29 €/t	3.397 t/año	97.520 €			3.397 t/año	97.520 €			3.397 t/año	97.520 €		
Parets	25 €/t	3.391 t/año	85.471 €			3.391 t/año	85.471 €			3.391 t/año	85.471 €		
Sevilla	24 €/t	1.914 t/año	46.854 €			1.914 t/año	46.854 €			1.914 t/año	46.854 €		
Salas	29 €/t	805 t/año	23.119 €			805 t/año	23.119 €			805 t/año	23.119 €		
Ahorro energético			186.587 €	400.350 €	319.101 €		284.692 €	609.588 €	486.099 €		330.831 €	708.025 €	564.658 €
Caldera: Calor			186.587 €				284.692 €				330.831 €		
E. térmica utilizada en planta	23 €/MWh	8.112 MWh/año	186.587 €			12.378 MWh/año	284.692 €			14.384 MWh/año	330.831 €		
Cogeneración: Calor & Electricidad				400.350 €	319.101 €			609.588 €	486.099 €			708.025 €	564.658 €
E. térmica utilizada en planta	23 €/MWh	3.966 MWh/año		91.208 €	91.208 €	6.075 MWh/año		139.727 €	139.727 €	7.067 MWh/año		162.532 €	162.532 €
E. eléctrica vendida	100 €/MWh	3.080 MWh/año		309.142 €		4.681 MWh/año		469.861 €		5.434 MWh/año		545.493 €	
E. eléctrica utilizada en planta	74 €/MWh	3.080 MWh/año			227.893 €	4.681 MWh/año			346.372 €	5.434 MWh/año			402.126 €

Tabla 11.2 Costes extras operacionales vs ahorros



### 11.3. Balance financiero

Conociendo los valores de inversión necesaria y costes/ahorros resultantes en cada caso, se deben comparar ambos valores para obtener el resultado financiero del proyecto para cada alternativa y cada posible uso de biogás.

Se han realizado análisis financieros con distintas hipótesis de financiación para ver el resultado del balance económico, así como el ROI<sup>13</sup> de cada alternativa y cada posible uso de biogás.

#### 11.3.1. Balance financiero A

Un primer balance simple ha sido realizado con el fin de observar los resultados financieros en el caso de no tener ninguna subvención ni pedir un préstamo para el pago de la inversión. El resultado financiero en este caso es el mostrado en la tabla a continuación.

	Alternativa 1			Alternativa 2			Alternativa 3		
	Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración	
	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €	3.544.000 €	3.544.000 €	4.161.000 €	4.755.000 €	4.755.000 €	4.767.000 €	5.473.000 €	5.473.000 €
<b>OPEX<sup>14</sup></b>	216.215 €	376.378 €	295.129 €	- 16.195 €	244.301 €	120.812 €	- 130.782 €	173.211 €	29.844 €
<b>ROI</b>	<b>14,2 años</b>	<b>9,4 años</b>	<b>12 años</b>	<b>-</b>	<b>19,5 años</b>	<b>39,4 años</b>	<b>-</b>	<b>31,6 años</b>	<b>183 años</b>

Tabla 11.3 Balance financiero A (sin subvención; sin préstamo)

Tal y como se puede observar, en todos los escenarios el ROI supera los 9 años. El ROI menor y, por lo tanto, el escenario más interesante a nivel financiero resulta con la alternativa 1 y con venta de electricidad resultante de la cogeneración del biogás. Las alternativas 2 y 3 presentan un ROI considerablemente superior a los de la alternativa 1.

No hay retorno de la inversión en las alternativas 2 y 3 en el caso de utilizar el biogás en una caldera, pues no existen ahorros a nivel operacional.

<sup>13</sup> ROI: Return On Investment (Retorno de inversión)

<sup>14</sup> OPEX: Operating Expense (Gastos Operacionales)

**11.3.2. Balance financiero B**

Con el fin de buscar mejora en los valores ROI del proyecto, se ha realizado un segundo análisis considerando las siguientes hipótesis:

- La obtención de una subvención por parte del estado español o europeo por ser un proyecto de Energías Renovables. Se considerarán tres posibles subvenciones de 20%, 30% y 40%.
- No se requerirá de un préstamo para el pago de la inversión.

El resultado financiero en este caso es el mostrado en la tabla a continuación.

	Alternativa 1			Alternativa 2			Alternativa 3		
	Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración	
	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €	3.544.000 €	3.544.000 €	4.161.000 €	4.755.000 €	4.755.000 €	4.767.000 €	5.473.000 €	5.473.000 €
<b>Subvención (20%)</b>	612.600 €	708.800 €	708.800 €	832.200 €	951.000 €	951.000 €	953.400 €	1.094.600 €	1.094.600 €
<b>CAPEX - subvención</b>	2.450.400 €	2.835.200 €	2.835.200 €	3.328.800 €	3.804.000 €	3.804.000 €	3.813.600 €	4.378.400 €	4.378.400 €
<b>OPEX</b>	216.215 €	376.378 €	295.129 €	- 16.195 €	244.301 €	120.812 €	- 130.782 €	173.211	29.844 €
<b>ROI</b>	<b>11,3 años</b>	<b>7,5 años</b>	<b>9,6 años</b>	<b>-</b>	<b>15,6 años</b>	<b>31,5 años</b>	<b>-</b>	<b>25,3 años</b>	<b>147 años</b>
<b>Subvención (30%)</b>	918.900 €	1.063.200 €	1.063.200 €	1.248.300 €	1.426.500 €	1.426.500 €	1.430.100 €	1.641.900 €	1.641.900 €
<b>CAPEX - subvención</b>	2.144.100 €	2.480.800 €	2.480.800 €	2.912.700 €	3.328.500 €	3.328.500 €	3.336.900 €	3.831.100 €	3.831.100 €
<b>OPEX</b>	216.215 €	376.378 €	295.129 €	- 16.195 €	244.301 €	120.812 €	- 130.782 €	173.211	29.844 €
<b>ROI</b>	<b>9,9 años</b>	<b>6,6 años</b>	<b>8,4 años</b>	<b>-</b>	<b>13,6 años</b>	<b>27,6 años</b>	<b>-</b>	<b>22,1 años</b>	<b>128 años</b>
<b>Subvención (40%)</b>	1.225.200 €	1.417.600 €	1.417.600 €	1.664.400 €	1.902.000 €	1.902.000 €	1.906.800 €	2.189.200 €	2.189.200 €
<b>CAPEX - subvención</b>	1.837.800 €	2.126.400 €	2.126.400 €	2.496.600 €	2.853.000 €	2.853.000 €	2.860.200 €	3.283.800 €	3.283.800 €
<b>OPEX</b>	216.215 €	376.378 €	295.129 €	- 16.195 €	244.301 €	120.812 €	- 130.782 €	173.211	29.844 €
<b>ROI</b>	<b>8,5 años</b>	<b>5,6 años</b>	<b>7,2 años</b>	<b>-</b>	<b>11,7 años</b>	<b>23,6 años</b>	<b>-</b>	<b>19 años</b>	<b>110 años</b>

Tabla 11.4 Balance financiero B (con subvención 20%, 30%, 40%; sin préstamo)

Con la hipótesis de obtención de subvención para el proyecto, el resultado financiero mejora.

Con estas consideraciones, el valor ROI mínimo se ha reducido a 5,6 años, resultante del caso de la

alternativa 1 y con venta de electricidad. Las alternativas 2 y 3 presentan un ROI considerablemente superior a los de la alternativa 1 y siempre por encima de 19 años.

No hay retorno de la inversión en las alternativas 2 y 3 en el caso de utilizar el biogás en una caldera, pues no existen ahorros a nivel operacional.

Como resultado de los balances financieros A y B, se observa que la alternativa 1 es la más interesante a nivel económico en cuanto a ROI se refiere.

### 11.3.3. Balance financiero C

Con el fin de realizar un análisis económico en profundidad se ha realizado un análisis considerando las siguientes hipótesis:

- La obtención de una subvención por parte del estado español o europeo por ser un proyecto de Energías Renovables. Se considerarán tres posibles subvenciones de 20%, 30% y 40%.
- La obtención de un préstamo para la cobertura total de la inversión. Se considerarán dos posibles préstamos a 15 años al 5% de interés.
- Ratio de inflación general del 1,5% por año.
- Ratio de inflación del 8% al año en el precio del gas.
- Ratio de inflación del 5% al año en el precio de la electricidad.

Se ha realizado el análisis para las tres alternativas, sin embargo a continuación se muestran los resultados del análisis para la alternativa 1 al ser la alternativa más interesante a nivel financiero. En las alternativas 2 y 3, el ROI siempre supera los 15 años. Los detalles de los cálculos y los resultados para las tres alternativas han sido incluidos en el ANEXO F. El resultado financiero para la alternativa 1 y considerando las mencionadas hipótesis es el mostrado en las tablas a continuación.

En la tabla a continuación se muestra el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 15 años.

	Alternativa 1		
	Caldera	Cogeneración	
	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €	3.544.000 €	3.544.000 €
<b>Subvención (20%)</b>	612.600 €	708.800 €	708.800 €
<b>CAPEX - subvención</b>	2.450.400 €	2.835.200 €	2.835.200 €
<b>Pago anual préstamo (15 años)</b>	-236.077 €	-273.150 €	-273.150 €
<b>ROI</b>	<b>13 años</b>	<b>11 años</b>	<b>12 años</b>
<b>Subvención (30%)</b>	918.900 €	1.063.200 €	1.063.200 €
<b>CAPEX - subvención</b>	2.144.100 €	2.480.800 €	2.480.800 €
<b>Pago anual préstamo (15 años)</b>	-206.567 €	-239.006 €	-239.006 €
<b>ROI</b>	<b>12 años</b>	<b>10 años</b>	<b>10 años</b>
<b>Subvención (40%)</b>	1.225.200 €	1.417.600 €	1.417.600 €
<b>CAPEX - subvención</b>	1.837.800 €	2.126.400 €	2.126.400 €
<b>Pago anual préstamo (15 años)</b>	-177.058 €	-204.862 €	-204.862 €
<b>ROI</b>	<b>10 años</b>	<b>9 años</b>	<b>9 años</b>

Tabla 11.5 Balance financiero C (con subvención 20%, 30%, 40%; préstamo a 15 años)

En la tabla a continuación se muestra en detalle el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 15 años y una subvención del 20%, mostrando el resultado año a año de la diferencia entre el pago anual del préstamo y los ahorros.

	Alternativa 1					
	Caldera		Cogeneración			
	E. térmica utilizada en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad		E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €		3.544.000 €		3.544.000 €	
<b>Subvención (20%)</b>	612.600 €		708.800 €		708.800 €	
<b>CAPEX - subvención</b>	2.450.400 €		2.835.200 €		2.835.200 €	
<b>Pago anual (15 años al 5%)</b>	-236.077 €		-273.150 €		-273.150 €	
<b>Año</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>
<b>1</b>	216.215 €	-19.862 €	376.378 €	103.229 €	295.129 €	21.980 €
<b>2</b>	225.168 €	-10.910 €	376.897 €	103.747 €	307.043 €	33.893 €
<b>3</b>	234.904 €	-1.173 €	377.577 €	104.427 €	319.687 €	46.537 €
<b>4</b>	245.497 €	9.420 €	378.442 €	105.292 €	333.114 €	59.965 €
<b>5</b>	257.028 €	20.951 €	379.519 €	106.370 €	347.383 €	74.233 €
<b>6</b>	269.582 €	33.504 €	380.839 €	107.689 €	362.553 €	89.403 €
<b>7</b>	283.254 €	47.177 €	382.433 €	109.284 €	378.690 €	105.540 €
<b>8</b>	298.147 €	62.070 €	384.339 €	111.189 €	395.866 €	122.716 €
<b>9</b>	314.373 €	78.296 €	386.596 €	113.446 €	414.156 €	141.006 €
<b>10</b>	332.054 €	95.977 €	389.248 €	116.098 €	433.643 €	160.494 €
<b>11</b>	351.322 €	115.245 €	392.344 €	119.194 €	454.416 €	181.266 €
<b>12</b>	372.320 €	136.243 €	395.936 €	122.786 €	476.568 €	203.419 €
<b>13</b>	395.206 €	159.129 €	400.083 €	126.933 €	500.204 €	227.055 €
<b>14</b>	420.148 €	184.071 €	404.849 €	131.700 €	525.434 €	252.284 €
<b>15</b>	447.331 €	211.254 €	410.305 €	137.156 €	552.376 €	279.227 €

Tabla 11.6 Detalle balance financiero C (con subvención 20% y préstamo 15 años al 5%)

Se puede observar en la tabla (Tabla 11.6) que en el caso de los escenarios de generación de electricidad, el balance financiero es positivo desde el primer año.

En la tabla a continuación se muestra en detalle el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 15 años y una subvención del 30%, mostrando el resultado año a año de la diferencia entre el pago anual del préstamo y los ahorros.

	Alternativa 1					
	Caldera		Cogeneración			
	E. térmica utilizada en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad		E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €		3.544.000 €		3.544.000 €	
<b>Subvención (30%)</b>	918.900 €		1.063.200 €		1.063.200 €	
<b>CAPEX - subvención</b>	2.144.100 €		2.480.800 €		2.480.800 €	
<b>Pago anual (15 años al 5%)</b>	-206.567 €		-239.006 €		-239.006 €	
<b>Año</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>
<b>1</b>	216.215 €	9.647 €	376.378 €	137.372 €	295.129 €	56.123 €
<b>2</b>	225.168 €	18.600 €	376.897 €	137.891 €	307.043 €	68.037 €
<b>3</b>	234.904 €	28.337 €	377.577 €	138.571 €	319.687 €	80.681 €
<b>4</b>	245.497 €	38.930 €	378.442 €	139.436 €	333.114 €	94.109 €
<b>5</b>	257.028 €	50.460 €	379.519 €	140.513 €	347.383 €	108.377 €
<b>6</b>	269.582 €	63.014 €	380.839 €	141.833 €	362.553 €	123.547 €
<b>7</b>	283.254 €	76.686 €	382.433 €	143.427 €	378.690 €	139.684 €
<b>8</b>	298.147 €	91.579 €	384.339 €	145.333 €	395.866 €	156.860 €
<b>9</b>	314.373 €	107.806 €	386.596 €	147.590 €	414.156 €	175.150 €
<b>10</b>	332.054 €	125.486 €	389.248 €	150.242 €	433.643 €	194.637 €
<b>11</b>	351.322 €	144.754 €	392.344 €	153.338 €	454.416 €	215.410 €
<b>12</b>	372.320 €	165.753 €	395.936 €	156.930 €	476.568 €	237.562 €
<b>13</b>	395.206 €	188.638 €	400.083 €	161.077 €	500.204 €	261.198 €
<b>14</b>	420.148 €	213.580 €	404.849 €	165.843 €	525.434 €	286.428 €
<b>15</b>	447.331 €	240.763 €	410.305 €	171.299 €	552.376 €	313.370 €

Tabla 11.7 Detalle balance financiero C (con subvención 30% y préstamo 15 años al 5%)

Se puede observar en la tabla (Tabla 11.7) que tanto en el caso de tratamiento del biogás en caldera como en unidad de cogeneración, el balance financiero es positivo desde el primer año.

En la tabla a continuación se muestra en detalle el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 15 años y una subvención del 40%, mostrando el resultado año a año de la diferencia entre el pago anual del préstamo y los ahorros.

	Alternativa 1					
	Caldera		Cogeneración			
	E. térmica utilizada en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad		E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €		3.544.000 €		3.544.000 €	
<b>Subvención (40%)</b>	1.225.200 €		1.417.600 €		1.417.600 €	
<b>CAPEX - subvención</b>	1.837.800 €		2.126.400 €		2.126.400 €	
<b>Pago anual (15 años al 5%)</b>	-177.058 €		-204.862 €		-204.862 €	
<b>Año</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>
<b>1</b>	216.215 €	39.157 €	376.378 €	171.516 €	295.129 €	90.267 €
<b>2</b>	225.168 €	48.110 €	376.897 €	172.035 €	307.043 €	102.180 €
<b>3</b>	234.904 €	57.846 €	377.577 €	172.714 €	319.687 €	114.824 €
<b>4</b>	245.497 €	68.440 €	378.442 €	173.579 €	333.114 €	128.252 €
<b>5</b>	257.028 €	79.970 €	379.519 €	174.657 €	347.383 €	142.520 €
<b>6</b>	269.582 €	92.524 €	380.839 €	175.977 €	362.553 €	157.690 €
<b>7</b>	283.254 €	106.196 €	382.433 €	177.571 €	378.690 €	173.828 €
<b>8</b>	298.147 €	121.089 €	384.339 €	179.477 €	395.866 €	191.003 €
<b>9</b>	314.373 €	137.315 €	386.596 €	181.734 €	414.156 €	209.294 €
<b>10</b>	332.054 €	154.996 €	389.248 €	184.386 €	433.643 €	228.781 €
<b>11</b>	351.322 €	174.264 €	392.344 €	187.481 €	454.416 €	249.553 €
<b>12</b>	372.320 €	195.262 €	395.936 €	191.073 €	476.568 €	271.706 €
<b>13</b>	395.206 €	218.148 €	400.083 €	195.221 €	500.204 €	295.342 €
<b>14</b>	420.148 €	243.090 €	404.849 €	199.987 €	525.434 €	320.572 €
<b>15</b>	447.331 €	270.273 €	410.305 €	205.443 €	552.376 €	347.514 €

Tabla 11.8 Detalle balance financiero C (con subvención 40% y préstamo 15 años al 5%)

Se puede observar en la tabla (Tabla 11.8) que tanto en el caso de tratamiento del biogás en caldera como en unidad de cogeneración, el balance financiero es positivo desde el primer año.

#### 11.3.4. Balance financiero D

Con el fin de realizar un segundo estudio económico en profundidad se ha realizado un análisis considerando las siguientes hipótesis:

- La obtención de una subvención por parte del estado español o europeo por ser un proyecto de Energías Renovables. Se considerarán tres posibles subvenciones de 20%, 30% y 40%.
- La obtención de un préstamo para la cobertura total de la inversión. Se considerarán dos posibles préstamos a 10 años al 5% de interés.
- Ratio de inflación general del 1,5% por año.

- Ratio de inflación del 8% al año en el precio del gas.
- Ratio de inflación del 5% al año en el precio de la electricidad.

Se ha realizado el análisis para las tres alternativas, sin embargo a continuación se muestran los resultados del análisis para la alternativa 1 al ser la alternativa más interesante a nivel financiero. En las alternativas 2 y 3, el ROI siempre supera los 10 años. Los detalles de los cálculos y los resultados para las tres alternativas han sido incluidos en el ANEXO F. El resultado financiero para la alternativa 1 y considerando las mencionadas hipótesis es el mostrado en las tablas a continuación.

En la tabla a continuación se muestra el balance financiero para la alternativa 1 resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 10 años.

	Alternativa 1		
	Caldera	Cogeneración	
	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €	3.544.000 €	3.544.000 €
<b>Subvención (20%)</b>	612.600 €	708.800 €	708.800 €
<b>CAPEX - subvención</b>	2.450.400 €	2.835.200 €	2.835.200 €
<b>Pago anual préstamo (10 años)</b>	-317.338 €	-367.171 €	-367.171 €
<b>ROI</b>	<b>12 años</b>	<b>10 años</b>	<b>11 años</b>
<b>Subvención (30%)</b>	918.900 €	1.063.200 €	1.063.200 €
<b>CAPEX - subvención</b>	2.144.100 €	2.480.800 €	2.480.800 €
<b>Pago anual préstamo (10 años)</b>	-277.671 €	-321.275 €	-321.275 €
<b>ROI</b>	<b>11 años</b>	<b>9 años</b>	<b>10 años</b>
<b>Subvención (40%)</b>	1.225.200 €	1.417.600 €	1.417.600 €
<b>CAPEX - subvención</b>	1.837.800 €	2.126.400 €	2.126.400 €
<b>Pago anual préstamo (10 años)</b>	-238.004 €	-275.379 €	-275.379 €
<b>ROI</b>	<b>10 años</b>	<b>8 años</b>	<b>9 años</b>

Tabla 11.9 Balance financiero D (con subvención 20%, 30%, 40%; préstamo a 10 años)



En la tabla a continuación se muestra en detalle el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 10 años y una subvención del 20%, mostrando el resultado año a año de la diferencia entre el pago anual del préstamo y los ahorros.

	Alternativa 1					
	Caldera		Cogeneración			
	E. térmica utilizada en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad		E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €		3.544.000 €		3.544.000 €	
<b>Subvención (20%)</b>	612.600 €		708.800 €		708.800 €	
<b>CAPEX - subvención</b>	2.450.400 €		2.835.200 €		2.835.200 €	
<b>Pago anual (10 años al 5%)</b>	-317.338 €		-367.171 €		-367.171 €	
<b>Año</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>
<b>1</b>	216.215 €	-101.123 €	376.378 €	9.207 €	295.129 €	-72.042 €
<b>2</b>	225.168 €	-92.170 €	376.897 €	9.726 €	307.043 €	-60.129 €
<b>3</b>	234.904 €	-82.434 €	377.577 €	10.405 €	319.687 €	-47.485 €
<b>4</b>	245.497 €	-71.841 €	378.442 €	11.270 €	333.114 €	-34.057 €
<b>5</b>	257.028 €	-60.310 €	379.519 €	12.348 €	347.383 €	-19.789 €
<b>6</b>	269.582 €	-47.756 €	380.839 €	13.667 €	362.553 €	-4.619 €
<b>7</b>	283.254 €	-34.084 €	382.433 €	15.262 €	378.690 €	11.519 €
<b>8</b>	298.147 €	-19.191 €	384.339 €	17.168 €	395.866 €	28.694 €
<b>9</b>	314.373 €	-2.965 €	386.596 €	19.425 €	414.156 €	46.985 €
<b>10</b>	332.054 €	14.716 €	389.248 €	22.077 €	433.643 €	66.472 €
<b>11</b>	351.322 €	33.984 €	392.344 €	25.172 €	454.416 €	87.244 €
<b>12</b>	372.320 €	54.982 €	395.936 €	28.764 €	476.568 €	109.397 €
<b>13</b>	395.206 €	77.868 €	400.083 €	32.912 €	500.204 €	133.033 €
<b>14</b>	420.148 €	102.810 €	404.849 €	37.678 €	525.434 €	158.263 €
<b>15</b>	447.331 €	129.993 €	410.305 €	43.134 €	552.376 €	185.205 €

Tabla 11.10 Detalle balance financiero C (con subvención 20% y préstamo 10 años al 5%)

Se puede observar en la tabla (Tabla 11.10) que en el caso del escenario de venta de electricidad generada, el balance financiero es positivo desde el primer año.

En la tabla a continuación se muestra en detalle el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 10 años y una subvención del 30%, mostrando el resultado año a año de la diferencia entre el pago anual del préstamo y los ahorros.

	Alternativa 1					
	Caldera		Cogeneración			
	E. térmica utilizada en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad		E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €		3.544.000 €		3.544.000 €	
<b>Subvención (30%)</b>	918.900 €		1.063.200 €		1.063.200 €	
<b>CAPEX - subvención</b>	2.144.100 €		2.480.800 €		2.480.800 €	
<b>Pago anual (10 años al 5%)</b>	-277.671 €		-321.275 €		-321.275 €	
<b>Año</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>
<b>1</b>	216.215 €	-61.456 €	376.378 €	55.103 €	295.129 €	-26.146 €
<b>2</b>	225.168 €	-52.503 €	376.897 €	55.622 €	307.043 €	-14.232 €
<b>3</b>	234.904 €	-42.767 €	377.577 €	56.302 €	319.687 €	-1.588 €
<b>4</b>	245.497 €	-32.173 €	378.442 €	57.167 €	333.114 €	11.840 €
<b>5</b>	257.028 €	-20.643 €	379.519 €	58.244 €	347.383 €	26.108 €
<b>6</b>	269.582 €	-8.089 €	380.839 €	59.564 €	362.553 €	41.278 €
<b>7</b>	283.254 €	5.583 €	382.433 €	61.158 €	378.690 €	57.415 €
<b>8</b>	298.147 €	20.476 €	384.339 €	63.064 €	395.866 €	74.591 €
<b>9</b>	314.373 €	36.702 €	386.596 €	65.321 €	414.156 €	92.881 €
<b>10</b>	332.054 €	54.383 €	389.248 €	67.973 €	433.643 €	112.368 €
<b>11</b>	351.322 €	73.651 €	392.344 €	71.069 €	454.416 €	133.141 €
<b>12</b>	372.320 €	94.649 €	395.936 €	74.661 €	476.568 €	155.293 €
<b>13</b>	395.206 €	117.535 €	400.083 €	78.808 €	500.204 €	178.929 €
<b>14</b>	420.148 €	142.477 €	404.849 €	83.574 €	525.434 €	204.159 €
<b>15</b>	447.331 €	169.660 €	410.305 €	89.030 €	552.376 €	231.101 €

Tabla 11.11 Detalle balance financiero C (con subvención 30% y préstamo 10 años al 5%)

Se puede observar en la tabla (Tabla 11.11) que en el caso del escenario de venta de electricidad generada, el balance financiero es positivo desde el primer año.

En la tabla a continuación se muestra en detalle el balance financiero resultado del análisis financiero en el caso de obtener un préstamo a 10 años y una subvención del 40%, mostrando el resultado año a año de la diferencia entre el pago anual del préstamo y los ahorros.

	Alternativa 1					
	Caldera		Cogeneración			
	E. térmica utilizada en fábrica		E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad		E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	
<b>CAPEX</b>	3.063.000 €		3.544.000 €		3.544.000 €	
<b>Subvención (40%)</b>	1.225.200 €		1.417.600 €		1.417.600 €	
<b>CAPEX - subvención</b>	1.837.800 €		2.126.400 €		2.126.400 €	
<b>Pago anual (10 años al 5%)</b>	-238.004 €		-275.379 €		-275.379 €	
<b>Año</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>	<b>OPEX + ahorros</b>	<b>Resultado anual</b>
<b>1</b>	216.215 €	-21.789 €	376.378 €	101.000 €	295.129 €	19.751 €
<b>2</b>	225.168 €	-12.836 €	376.897 €	101.518 €	307.043 €	31.664 €
<b>3</b>	234.904 €	-3.099 €	377.577 €	102.198 €	319.687 €	44.308 €
<b>4</b>	245.497 €	7.494 €	378.442 €	103.063 €	333.114 €	57.736 €
<b>5</b>	257.028 €	19.024 €	379.519 €	104.141 €	347.383 €	72.004 €
<b>6</b>	269.582 €	31.578 €	380.839 €	105.460 €	362.553 €	87.174 €
<b>7</b>	283.254 €	45.250 €	382.433 €	107.055 €	378.690 €	103.311 €
<b>8</b>	298.147 €	60.143 €	384.339 €	108.961 €	395.866 €	120.487 €
<b>9</b>	314.373 €	76.370 €	386.596 €	111.218 €	414.156 €	138.778 €
<b>10</b>	332.054 €	94.050 €	389.248 €	113.870 €	433.643 €	158.265 €
<b>11</b>	351.322 €	113.318 €	392.344 €	116.965 €	454.416 €	179.037 €
<b>12</b>	372.320 €	134.317 €	395.936 €	120.557 €	476.568 €	201.190 €
<b>13</b>	395.206 €	157.202 €	400.083 €	124.704 €	500.204 €	224.826 €
<b>14</b>	420.148 €	182.144 €	404.849 €	129.471 €	525.434 €	250.056 €
<b>15</b>	447.331 €	209.327 €	410.305 €	134.927 €	552.376 €	276.998 €

Tabla 11.12 Detalle balance financiero C (con subvención 40% y préstamo 10 años al 5%)

Se puede observar en la tabla (Tabla 11.12) que en el caso de los escenarios de generación de electricidad, el balance financiero es positivo desde el primer año.



## 12. PRESUPUESTO

La valoración económica del proyecto se encuentra en el apartado 11. ESTUDIO ECONÓMICO. Así pues, en este punto se incluye el presupuesto económico de la presente memoria del proyecto, suponiendo que su autor es un/a ingeniero/a industrial.

Para calcular el tiempo total dedicado al proyecto se ha calculado el tiempo dedicado por fases:

FASES	Horas
Análisis previo al proyecto	50
Definición gestión actual	40
Recopilación datos	150
Análisis datos y cálculos	150
Búsqueda información	70
Realización memoria escrita	140
<b>TOTAL</b>	<b>600</b>

Tabla 12.1 Cálculo del tiempo dedicado

A continuación se muestra la tabla del presupuesto según los costes que ha tenido la realización de la presente memoria:

<b>PRESUPUESTO</b>			
<b>Concepto</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Unidades</b>	<b>Coste</b>
Honorarios	20 €/hora	600 horas	12.000 €
Análisis Químicos	300 €/análisis	2 análisis	600 €
Soporte informático (ordenador, Microsoft office...)	1.000 €	20% de uso	200 €
Material: electricidad, papel, tinta impresora, etc.	-	-	100 €
Material: CD's	0,95 €/u	4 u	3,8 €
Encuadernación	7,5 €/u	2 u	15 €

<b>PRESUPUESTO INICIAL</b>	12.918,8 €
Gastos Generales (5%)	645,94 €

<b>BASE IMPONIBLE</b>	13.564,74 €
21% IVA	2.848,60 €

<b>PRESUPUESTO DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>16.413,34 €</b>
-----------------------------------------	--------------------

Tabla 12.2 Presupuesto

## 13. ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL

Uno de los objetivos y motivo precursor de la realización de este estudio es contribuir a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por parte de la empresa. Por lo tanto, se han analizado los posibles elementos de generación de CO<sub>2</sub> y calculado las cantidades nuevas emitidas y ahorradas para cada alternativa.

Se han identificado como focos de generación de CO<sub>2</sub> los siguientes elementos, que se describen a continuación en cada apartado.

- Consumo y generación energía eléctrica
- Generación energía térmica
- Transporte
- Consumo químico
- Compostaje de fangos

### 13.1. Consumo eléctrico

Tal y como se ha definido en la sección 11.2. Costes operacionales y ahorros, habrán nuevos consumos energéticos generados por el funcionamiento de la unidad de digestión anaerobia a instalar y por las modificaciones en la EDAR actual en Aldaya. Basado en los coeficientes de generación de CO<sub>2</sub>/kWh utilizados en la empresa para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub>, se supondrá para el fin del estudio la emisión media de 0,4345 kg eq CO<sub>2</sub> por kWh de energía eléctrica consumida. A continuación, y como resultado de cálculos realizados, se muestran las cantidades de energía eléctrica consumidas en cada alternativa y su resultante aumento de CO<sub>2</sub> emitido.

Consumo eléctrico: generación CO <sub>2</sub>	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Electricidad digestión anaerobia (MWh/año)	1.459	2.071	2.210
Electricidad extra en EDAR (MWh/año)	1.019	1.851	2.208
Total (MWh/año)	2.478	3.921	4.418
<b>Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>	<b>1.079</b>	<b>1.707</b>	<b>1.924</b>

Tabla 13.1 Consumo eléctrico: generación CO<sub>2</sub>

### 13.2. Ahorro energético utilizando biogás en caldera

Tal y como se ha definido en la sección 11.2. Costes operacionales y ahorros, habrán ahorros energéticos como consecuencia de generar energía térmica a partir del uso del biogás en una



caldera. Actualmente, en la fábrica de Aldaya, para la generación de energía térmica se utilizan 2 calderas alimentadas con gas natural. Basado en los coeficientes de generación de CO<sub>2</sub>/kWh utilizados en la empresa para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub>, se supone para el fin del estudio la emisión media de 0,202 kg eq CO<sub>2</sub> por kWh de energía térmica consumida. A continuación, y como resultado de cálculos realizados, se muestran las cantidades de energía térmica ahorrada en cada alternativa y su resultante reducción de CO<sub>2</sub> emitido.

Caldera: reducción CO <sub>2</sub>	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Ahorro energía térmica (MWh/año)	8.112	12.378	14.384
<b>Ahorro Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>	<b>- 1.639</b>	<b>- 2.500</b>	<b>- 2.906</b>

Tabla 13.2 Caldera: reducción CO<sub>2</sub>

### 13.3. Ahorro energético utilizando biogás en unidad cogeneración

De la misma forma que en el caso de utilizar el biogás en una caldera, también habrá ahorros energéticos como consecuencia de generar energía térmica y eléctrica a partir del uso del biogás en una unidad de cogeneración y utilizar las mismas en la fábrica de Aldaya. Actualmente, en la fábrica de Aldaya, para la generación de energía térmica se utilizan 2 calderas alimentadas con gas natural. Basado en los coeficientes de generación de CO<sub>2</sub>/kWh utilizados en la empresa para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub>, se supone para el fin del estudio la emisión media de 0,202 kg eq CO<sub>2</sub> por kWh de energía térmica consumida y de 0,4345 kg eq CO<sub>2</sub> por kWh de energía eléctrica consumida. A continuación, y como resultado de cálculos realizados, se muestran las cantidades de energía térmica ahorrada en cada alternativa y su resultante reducción de CO<sub>2</sub> emitido.

Unidad Cogeneración: reducción CO <sub>2</sub>	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Ahorro energía térmica (MWh/año)	3.966	6.075	7.067
<b>Ahorro Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>	<b>- 801</b>	<b>- 1.227</b>	<b>- 1.427</b>
Ahorro energía eléctrica (MWh/año)	3.080	4.681	5.434
<b>Ahorro Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>	<b>- 1.338</b>	<b>- 2.034</b>	<b>- 2.361</b>

Tabla 13.3 Unidad Cogeneración: reducción CO<sub>2</sub>



### **13.4. Transporte**

La nueva gestión de residuos supone en cada alternativa un escenario distinto de transporte de PPTs y fangos. Por lo tanto, en cada escenario se generarán nuevas emisiones y ahorros de CO<sub>2</sub> como consecuencia de los tres siguientes transportes a realizar.

#### **13.4.1. Transporte de las PPT de todas las fábricas a la EDAR de Aldaya**

Actualmente las PPT son recogidas y transportadas para ser tratadas en el centro de tratamiento de residuos de Copiral. En el caso de cualquiera de las tres alternativas, las PPT serán transportadas a la EDAR de Aldaya. Esto supondrá un ahorro de kilómetros a recorrer en total y por lo tanto un ahorro en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### **13.4.2. Transporte del fango físico-químico de las distintas fábricas a la EDAR de Aldaya**

Actualmente el fango es recogido y transportado en camiones para ser tratado en los centros de tratamiento de fangos de Cespa. En el caso de cualquiera de las tres alternativas, el fango físico-químico será transportado a la EDAR de Aldaya. Esto supondrá un aumento de kilómetros a recorrer en total y por lo tanto un aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### **13.4.3. Transporte del fango resultante del proceso de digestión anaerobia en la EDAR de Aldaya**

Se ha tenido en cuenta la diferencia de cantidad de fangos (físico-químicos y biológicos) resultantes en cada una de las alternativas y comparado con la cantidad tratada actualmente para determinar el aumento o disminución en el transporte de fangos desde de la EDAR de Aldaya al centro de tratamiento de Cespa. En el caso de la alternativa 1, se reduce la cantidad de camiones a transportar debido a la reducción de cantidad de fangos, mientras que las alternativas 2 y 3, dicha cantidad aumenta y así mismo las emisiones de CO<sub>2</sub>.

A continuación, y como resultado de cálculos realizados, se muestran las cantidades resultantes de generación y/o ahorro de CO<sub>2</sub> emitido.

Transporte: impacto emisiones CO <sub>2</sub>	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Transporte PPT Ahorro Emisión CO <sub>2</sub> (t eq/ año)	- 148	- 148	- 148
Transporte fangos químicos a Aldaya Aumento Emisión CO <sub>2</sub> (t eq/ año)	0	146	246
Transporte fangos desde Aldaya Aumento/Ahorro Emisión CO <sub>2</sub> (t eq/ año)	- 6	183	272

Tabla 13.4 Transporte: impacto emisión CO<sub>2</sub>

### 13.5. Consumo químico

Tal y como ha sido definido en la sección 9.1 Modificación de la fase biológica, habrá una carga extra de fósforo a tratar en la EDAR de Aldaya procedente del nuevo proceso de digestión anaerobia instalado. Para tratar dicha carga, deberá ser utilizado un uso extra de FeCl<sub>3</sub>. Basado en los coeficientes de generación de CO<sub>2</sub>/kWh utilizados en la empresa para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub>, se supondrá para el fin del estudio la emisión media de 0,322 kg eq CO<sub>2</sub> por kg de FeCl<sub>3</sub>. A continuación, se muestran las cantidades extras de cloro férrico consumidas en cada alternativa y su resultante aumento de CO<sub>2</sub> emitido.

Consumo químico: generación CO <sub>2</sub>	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Carga P a tratar mediante FeCl <sub>3</sub> (kg P/d)	1.459	2.071	2.210
Consumo FeCl <sub>3</sub> (t/año)	1.019	1.851	2.208
Emisión CO <sub>2</sub> (t eq/ año)	7	21	28

Tabla 13.5 Consumo químico: generación CO<sub>2</sub>

### 13.6. Compostaje de fangos

El proceso de compostaje de fangos por parte de la empresa Cespa supone la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Basado en los coeficientes de generación de CO<sub>2</sub>/kWh utilizados en la empresa para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub>, se supondrá para el fin del estudio la emisión media de 0,01 kg eq CO<sub>2</sub> por kg de fango (sin tener en cuenta su transporte ni esparcimiento tras el compostaje).

En el caso de la EDAR de Aldaya, los fangos enviados a compostaje serán los resultantes de la digestión anaerobia. Mientras que en el resto de las EDAR serán enviado a compostaje los fangos biológicos, en aquellos casos en los que los fangos físico-químicos son enviados a Aldaya. A continuación, se muestran las cantidades extras de fango enviado a compostaje desde la EDAR de Aldaya y el ahorro de envío de fangos físico-químicos a compostaje.

Compostaje fangos: impacto emisiones CO <sub>2</sub>	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Fango extra enviado desde Aldaya (t/año)	- 29	586	875
<b>Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>	<b>- 0,3</b>	<b>6</b>	<b>9</b>
Ahorro envío fangos químicos (t/año)		- 4.654	- 6.844
<b>Ahorro Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>		<b>- 47</b>	<b>- 68</b>

Tabla 13.6 Compostaje fangos: impacto emisión CO<sub>2</sub>

Como resultado, si combinamos los mencionados impactos en la emisión de CO<sub>2</sub>, la cantidad ahorrada de CO<sub>2</sub> para cada escenario es la siguiente:

Impacto emisiones CO <sub>2</sub>	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración
Consumo eléctrico (t Eq/año)	1.079		1.707		1.924	
Ahorro energía térmica: caldera (t Eq/año)	- 1.639		- 2.500		- 2.906	
Ahorro energía térmica: cogeneración (t Eq/año)		- 801		- 1.227		- 1.427
Ahorro energía eléctrica: cogeneración (t Eq/año)		- 1.338		- 2.034		- 2.361
Transporte PPT (t Eq/año)	- 148		- 148		- 148	
Transporte fangos físico-químicos (t Eq/año)	0		146		246	
Transporte fangos desde Aldaya (t Eq/año)	- 6		183		272	
Consumo químico (t Eq/año)	7		21		28	
Compostaje fangos (t Eq/año)	- 0.3		- 41		- 59	
<b>Emisión CO<sub>2</sub> (t eq/ año)</b>	<b>- 707</b>	<b>- 1.208</b>	<b>- 631</b>	<b>- 1.392</b>	<b>- 643</b>	<b>- 1.527</b>

Tabla 13.7 Total impacto emisión CO<sub>2</sub>

No se han tenido en cuenta en este estudio las emisiones de CO<sub>2</sub> consecuencia de las obras a realizar necesarias para implantar las modificaciones necesarias en la EDAR de Aldaya, así como las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas en aquellos momentos en los que el biogás es quemado en antorcha. Éste último se asume como insignificante puesto que la combustión del biogás en antorcha deberá ser un procedimiento poco frecuente.

En conclusión, las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirán en cualquier escenario, siendo mayor el ahorro en aquellos escenarios de producción de energía eléctrica. Teniendo en cuenta el objetivo establecido por la Compañía de reducir en un año el 1,8% de las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas en España lo cual significa la reducción de emisiones en 5.406 t CO<sub>2</sub>/año, la aplicación de las modificaciones propuestas (alternativas 1, 2 y 3) significaría un aporte del 11,7% de cumplimiento del objetivo en el caso de reducción más baja (-631 t eq /año) y hasta un 28,2% de cumplimiento del objetivo en el caso de reducción más elevada (-1.527 t eq /año).

## 14. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

En este apartado se incluye una recapitulación del estudio y se detallan las conclusiones de los resultados obtenidos así como de la realización del proyecto. Este apartado es el resultado de meses de trabajo en la realización del estudio e incluye la información necesaria para tomar la decisión de implantar o no alguna de las alternativas propuestas en la Compañía.

### 14.1. Síntesis

Tres alternativas a la actual gestión de residuos han sido estudiadas y analizadas en este proyecto. Cada alternativa propone la digestión anaerobia, y por lo tanto la inclusión en el actual proceso de la EDAR de la fábrica de Aldaya, de los siguientes residuos:

- Alternativa 1:
  - Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
  - Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
- Alternativa 2:
  - Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
  - Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
  - Fangos químicos resultantes de las EDAR en las fábricas de Parets y Tres Cantos.
- Alternativa 3:
  - Fangos químicos y biológicos resultantes de la EDAR actual de Aldaya.
  - Pérdida de producto terminado de las cinco fábricas.
  - Fangos químicos resultantes de las EDAR en el resto de fábricas: Parets, Tres Cantos, Salas y Sevilla.

Desde un punto de vista técnico, las tres alternativas son viables y el agua residual resultante de la digestión anaerobia será tratada en la EDAR actual de Aldaya. En cada alternativa el reactor de digestión anaerobia a instalar tendrá un volumen útil determinado, de 2.245 m<sup>3</sup>, 3.450 m<sup>3</sup> y 4.020 m<sup>3</sup> respectivamente. Además, deberá incrementarse la potencia de aireación de la instalación. Pueden instalarse nuevos aireadores en la alternativa 1, mientras que para las alternativas 2 y 3 se requiere la instalación de un reactor específico (MBBR).

En cualquiera de las tres alternativas propuestas ya no habrá fangos biológicos resultantes del proceso en la EDAR que tratar puesto que todos ellos se introducirán en la unidad de digestión anaerobia. Sin embargo, habrá fangos resultantes de la digestión anaerobia que deberán ser tratados. En el caso de la alternativa 1, la cantidad de fango será inferior al tratado actualmente como resultado de la EDAR, 1.924 m<sup>3</sup> en lugar de 2.028 m<sup>3</sup>. La cantidad de fango a resultante será de 4.728 m<sup>3</sup> en la alternativa 2 (el 133% de la cantidad actual) y de 6.043 m<sup>3</sup> en la alternativa 3 (un 212% de la cantidad actual).

Se han estudiado dos posibles usos del biogás resultante del proceso de digestión anaerobia en cada alternativa. Por un lado la posibilidad de utilizar el biogás en una caldera para producir energía térmica y por otro, utilizar el biogás en una unidad de cogeneración para producir energía térmica y eléctrica. La energía térmica, tanto la generada en la caldera como en la unidad de cogeneración, será utilizada en la fábrica de Aldaya. En el caso de optar por la caldera, la energía térmica obtenida representa en cada alternativa respectivamente el 22%, 34% y 39% del calor necesario en la fábrica. En el caso de optar por la unidad de cogeneración, la energía térmica obtenida representa en cada alternativa respectivamente el 11%, 16% y 19% del calor necesario en la fábrica. Sin embargo, en el caso de tratar el biogás mediante la unidad de cogeneración, la energía eléctrica puede ser utilizada en la fábrica o ser vendida a una Compañía eléctrica. Si la electricidad es utilizada en la fábrica, constituye respectivamente en cada alternativa el 12%, 18% y 21% de la electricidad consumida en la fábrica.

La inversión para la solución de caldera es aproximadamente un 14% inferior a la de cogeneración. Los valores de inversión estimados para cada alternativa y escenario se muestran a continuación.

Costes de Inversión	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración
<b>Total</b>	<b>3.036 k€</b>	<b>3.544 k€</b>	<b>4.161 k€</b>	<b>4.755 k€</b>	<b>4.767 k€</b>	<b>5.473 k€</b>

**Tabla 14.1 Síntesis: Costes de inversión**

Los costes operacionales y ahorros se han calculado para cada alternativa dando como resultado el mostrado en la siguiente tabla.

	Alternativa 1			Alternativa 2			Alternativa 3		
	Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración	
	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
<b>Total</b>	<b>216.215 €</b>	<b>376.378 €</b>	<b>295.129 €</b>	<b>- 16.195 €</b>	<b>244.301 €</b>	<b>120.812 €</b>	<b>- 130.782 €</b>	<b>173.211 €</b>	<b>29.844 €</b>

Tabla 14.2 Síntesis: Costes y ahorros operacionales

Según estos resultados, el escenario más favorable es en todas las alternativas es la venta de electricidad y uso de energía térmica en la fábrica.

Se han realizado primeros balances financieros considerando las hipótesis:

- La obtención de una subvención por parte del estado español o europeo por ser un proyecto de Energías Renovables. Se consideran tres posibles subvenciones de 0% (sin subvención), 20%, 30% y 40%.
- No se obtendrá un préstamo para hacer frente a la inversión.
- No se tiene en cuenta la inflación en los precios de la mano de obra, electricidad ni energía térmica.

El resultado del ROI se muestra a continuación:

	Alternativa 1			Alternativa 2			Alternativa 3		
	Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración		Caldera	Cogeneración	
<b>ROI (Subvención)</b>	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
<b>ROI (sin subvención)</b>	<b>14,2 años</b>	<b>9,4 años</b>	<b>12 años</b>	<b>-</b>	<b>19,5 años</b>	<b>39,4 años</b>	<b>-</b>	<b>31,6 años</b>	<b>183 años</b>
<b>ROI (20%)</b>	<b>11,3 años</b>	<b>7,5 años</b>	<b>9,6 años</b>	<b>-</b>	<b>15,6 años</b>	<b>31,5 años</b>	<b>-</b>	<b>25,3 años</b>	<b>147 años</b>
<b>ROI (30%)</b>	<b>9,9 años</b>	<b>6,6 años</b>	<b>8,4 años</b>	<b>-</b>	<b>13,6 años</b>	<b>27,6 años</b>	<b>-</b>	<b>22,1 años</b>	<b>128 años</b>
<b>ROI (40%)</b>	<b>8,5 años</b>	<b>5,6 años</b>	<b>7,2 años</b>	<b>-</b>	<b>11,7 años</b>	<b>23,6 años</b>	<b>-</b>	<b>19 años</b>	<b>110 años</b>

Tabla 14.3 Síntesis: Balance financiero simple (sin préstamo ni inflación)

El retorno de la inversión menos es de aproximadamente 6 años para el caso de la alternativa 1 y venta de electricidad. El retorno de la inversión es considerablemente superior en el caso de las

alternativas 2 y 3, que supera siempre los 11 años e incluso es nulo para el escenario de caldera debido a los costes superiores que los ahorros. Por lo tanto, las alternativas 2 y 3 son menos interesantes que la alternativa 1 en cuanto al retorno de la inversión, puesto que los ahorros no son suficientemente altos comparados con el coste de inversión y costes extra de transporte de fangos químicos. Por este motivo, se decide analizar la alternativa 1 en mayor profundidad y realizar un segundo balance financiero considerando:

- La obtención de una subvención por parte del estado español o europeo por ser un proyecto de Energías Renovables. Se consideran tres posibles subvenciones de 20%, 30% y 40%.
- La obtención de un préstamo para la cobertura total de la inversión. Se consideran dos posibles préstamos a 10 y 15 años al 5% de interés.
- Ratio de inflación general del 1,5% por año.
- Ratio de inflación del 8% al año en el precio del gas.
- Ratio de inflación del 5% al año en el precio de la electricidad.

El resultado del ROI se muestra a continuación:

		Alternativa 1		
		Caldera	Cogeneración	
ROI (Subvención)	Préstamo	E. térmica utilizada en fábrica	E. térmica utilizada en fábrica y venta de electricidad	E. térmica y electricidad utilizadas en fábrica
ROI (20%)	15 años	13 años	11 años	12 años
ROI (30%)	15 años	12 años	10 años	10 años
ROI (40%)	15 años	10 años	9 años	9 años
ROI (20%)	10 años	12 años	10 años	11 años
ROI (30%)	10 años	11 años	9 años	10 años
ROI (40%)	10 años	10 años	8 años	9 años

Tabla 14.4 Síntesis: Balance financiero alternativa 1 en profundidad

Este último balance financiero analizado por año resulta en valor positivo desde el primer año para los casos de subvenciones del 30%, 40% y préstamo a 15 años. Para el caso de subvención de 20% y préstamo a 15 años, el balance empieza a ser positivo a partir del cuarto año. Para el caso de préstamo a 10 años y subvención del 20%, 30% y 40% el balance es positivo respectivamente a partir del décimo, séptimo y cuarto año.

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, nuevas emisiones de CO<sub>2</sub> se generan como consecuencia del aumento de consumo de electricidad pero son contrarrestadas por las emisiones de CO<sub>2</sub> ahorradas



consecuencia de la nueva fuente de energía. La huella de emisiones de CO<sub>2</sub> comparada con la actual se muestra en la tabla a continuación.

Impacto emisiones CO <sub>2</sub>	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración	Caldera	Cogeneración
Emisión CO <sub>2</sub> (t eq/ año)	- 707	- 1.208	- 631	- 1.392	- 643	- 1.527

Tabla 14.5 Síntesis: Total impacto emisión CO<sub>2</sub>

Las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirán en cualquier escenario, siendo mayor el ahorro en aquellos escenarios de producción de energía eléctrica.

## 14.2. Conclusiones

El estudio se inició como una necesidad de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> ante el agresivo objetivo de reducir los gases contaminantes a la atmósfera por parte de la Compañía. Para ello se ha analizado la gestión de residuos actual en el territorio español y el funcionamiento de la EDAR de la fábrica de Aldaya, y planteado tres posibles alternativas con el fin de optimizar la gestión de residuos actual, obtener un beneficio energético de los mismos y reducir así las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Como conclusión de la parte tecnológica del estudio, se define que las tres alternativas propuestas a la gestión actual de residuos mediante la inclusión de un digestor anaerobio en la EDAR de Aldaya son técnicamente viables.

En cuanto al análisis económico, los resultados muestran que la alternativa 1 es la alternativa más interesante. En concreto el caso de la alternativa 1 y con el uso de biogás en cogeneración con venta de electricidad en la que el balance entre inversión necesaria y ahorros en costes operacionales resultan en un balance con un retorno de inversión que ronda los 6 años. Esto es muy importante, puesto que la política de la Compañía no permite la realización de proyectos con un ROI superior a los 6 años. Sin embargo, al tratarse de un proyecto de energías renovables, es conveniente que dicho valor sea estudiado y revisado para este caso específico por parte de la Compañía.

En el caso de mantenerse el valor límite del ROI de proyectos a ejecutar en la Compañía, deberá ser estudiado el escenario de alternativa 1, cogeneración y venta de electricidad en mayor profundidad. Deberán incluirse los costes de conexión de energía eléctrica a la red, estudiado los posibles escenarios e impacto de posibles fluctuaciones en la cantidad de residuos generados debido

a la actividad de las fábricas y, por último, incluir en el ahorro económico el resultado de la venta de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en base al precio que tiene la tonelada de CO<sub>2</sub> en la bolsa de derechos de emisiones. Además, deberá buscarse y obtenerse una subvención por parte del estado español o europeo por el valor mínimo del 30% de la inversión. Por otro lado, en el caso de revisar el valor límite de ROI por parte de la Compañía, la decisión de qué escenario escoger sigue estando acotado a la alternativa 1 pero con posibilidad de tratar el biogás tanto en caldera como mediante cogeneración. En cualquier caso, deberá realizarse una prueba piloto previa al desarrollo completo de la instalación donde probar las hipótesis del estudio y comprobar resultados.

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirán en cualquier escenario, siendo mayor el ahorro en aquellos escenarios de producción de energía eléctrica. Teniendo en cuenta el objetivo establecido por la Compañía de reducir en un año el 1,8% de las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas en España lo cual significa la reducción de emisiones en 5.406 t CO<sub>2</sub>/año, la aplicación de las modificaciones propuestas (alternativas 1, 2 y 3) significaría un aporte del 11,7% de cumplimiento del objetivo en el caso de reducción más baja (-631 t eq /año) y hasta un 28,2% de cumplimiento del objetivo en el caso de reducción más elevada (-1.527 t eq /año).

Por lo tanto, deberá ser decidido por parte de los responsables de la Compañía si se acepta el ROI de alguno de los escenarios de la alternativa 1 y se elige cambiar la gestión actual de residuos y reducir con ello las emisiones de CO<sub>2</sub> o si por el contrario, conociendo el resultado económico y de ahorro de emisiones, se prefiere continuar con la gestión actual de residuos y el funcionamiento de la EDAR de Aldaya tal y como funciona hasta el día de hoy. Como en todo proyecto, es imprescindible el apoyo por parte de la Dirección, ya que la falta de ello comporta riesgos de desviación del proyecto de las hipótesis iniciales. Así como la colaboración de las diferentes partes de la empresa implicadas en el proyecto.

Haber tenido la oportunidad de realizar este proyecto en la Compañía líder de la industria láctea y de esta envergadura ha sido una oportunidad totalmente enriquecedora. Pues me ha permitido conocer en más profundidad el funcionamiento de una multinacional, analizar de cerca la gestión actual de los diferentes residuos, pensar y aprender a analizar alternativas de optimización de procesos y aprender a gestionar un proyecto de gran tamaño y relevancia tanto social como dentro de la empresa.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar agradezco al lector su comprensión por la existencia de ilustraciones en idioma inglés en lugar de castellano. Han tenido que ser incluidas de esta forma debido a que el proyecto realizado en la Compañía fue realizado y presentado en su totalidad en inglés.

Agradezco a Danone S.A. y a Eau Industrie por ofrecerme la oportunidad de realizar este proyecto final de carrera con ellos y por el apoyo recibido por parte de todas aquellas personas de las que he requerido de su ayuda para obtener datos, hacer cálculos y analizar resultados. En especial me gustaría agradecer al equipo del departamento de ingeniería, Danone Engineering Worldwide, por brindarme esta magnífica oportunidad y ofrecerme toda su ayuda siempre positiva para la realización del proyecto.

Asimismo, quisiera agradecer al profesor Lázaro V. Cremades, tutor del proyecto por su ayuda y supervisión del proyecto.

Finalmente, quiero agradecer a mis padres, Daniel e Irene, por el apoyo incondicional recibido durante la realización del proyecto así como durante toda la carrera. Su continuo esfuerzo por darme siempre la mejor educación posible ha hecho viable que sea, con la entrega de este proyecto final de carrera, ingeniera industrial.



## **BIBLIOGRAFÍA**

- BOE núm. 126 de 26 de Mayo de 2007. Real Decreto 661/2007.  
[<http://noticias.juridicas.com>, Diciembre 2013]
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA [<http://www.ree.es>, Diciembre 2013]
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. Energías Renovables. Biomasa. Digestores anaerobios. [<http://www.idae.es>, Diciembre 2012]
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. Energías Renovables. Biomasa. Producción eléctrica y cogeneración.  
[<http://www.idae.es>, Diciembre 2012]
- Mº DE ENERGÍA, INDUSTRIA Y TURISMO. Energía Eléctrica. Tarifas eléctricas.  
[<http://www.minetur.gob.es>, diciembre 2013]
- Guide Méthodologique d'Evaluation des Emissions de Gaz a Effet de Serre des Services de l'Eau et de l'Assainissement. p.31. [<http://www.astee.org>, 2011]
- Lise Appels, Jan Baeyens, Jan Degreëve, Raf Dewil. Progress in Energy and Combustion Science. Vol 34. 2008. p.755-781.